



CO₂-Emissionen der Stromerzeugung

Ein ganzheitlicher Vergleich verschiedener Techniken

Bei ganzheitlicher Betrachtung der CO₂-Emissionen einzelner Stromerzeugungstechniken sind vor- und nachgelagerte Prozessketten mit zu berücksichtigen. Bei Braunkohlekraftwerken wird die Emissionsbilanz durch den Kraftwerksbetrieb dominiert. Nur zwei bis vier Prozent der Gesamtemissionen entfallen auf die Brennstoffbereitstellung. Anders als bei Windenergieanlagen ist der Anteil der mit dem Kraftwerksbau verbundenen Emissionen vernachlässigbar.

Bild: RWE

Im Zuge der aktuellen Klimadiskussion wird immer wieder die Frage aufgeworfen, wie hoch die CO₂-Emissionen der unterschiedlichen Stromerzeugungstechniken sind. Dabei geht es nicht nur um die Emissionen aus der Verbrennung der Energieträger. Um die Energie- und CO₂-Bilanz einer Technik vollständig zu erfassen, bedarf es eines ganzheitlichen Ansatzes über den gesamten Lebenszyklus hinweg. Bau, Betrieb, Wartung und Reparatur der Anlage sowie ihre Entsorgung am Ende der Nutzungsdauer erfordern Materialien und Hilfsenergien. Aus diesen Vorketten resultieren weitere klimarelevante Emissionen. Der Beitrag stellt Ergebnisse aus Veröffentlichungen zu CO₂-Emissionen der Stromerzeugung vergleichend gegenüber.

Zu den CO₂-Emissionen von Stromerzeugungstechniken liegt bereits eine Vielzahl aktueller Studien und Veröffentlichungen vor [1 bis 41]. Bei vielen dieser Quellen können die Emissionswerte jedoch nicht belastbar nachvollzogen werden, da detaillierte Angaben zu deren Berechnung fehlen

oder auf andere Quellen verwiesen wird. Deshalb stützt sich der hier präsentierte Vergleich im Wesentlichen auf die Ergebnisse der in **Tabelle 1** dunkler hinterlegten Untersuchungen. In der Mehrzahl der Publikationen wurden erneuerbare Energien behandelt.

Unterschiedliche Methodik

Die analysierten Studien zeigen deutliche methodische Unterschiede. Ein Teil verwendet die *Prozesskettenanalyse*. Hierbei wird der betrachtete Prozess, beispielsweise der Bau, der Betrieb und die

Autoren

Professor Dr.-Ing. **Hermann-Josef Wagner**, Jahrgang 1950, studierte Elektrotechnik an der RWTH Aachen und promovierte dort. Nach Tätigkeiten im Forschungszentrum Jülich, an der Technischen Universität Berlin und der Universität Essen leitet er seit 2001 den Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft an der Ruhr-Universität Bochum und ist dort auch geschäftsführender Direktor des Instituts für Energietechnik.

 lee@ee.ruhr-uni-bochum.de

Prof. Dr.-Ing. **Marco K. Koch**, Jahrgang 1963, studierte Maschinenbau und promovierte an der Ruhr-Universität Bochum. Er ist außerplanmäßiger Professor und Leiter der Abteilung Reaktorsimulation und -sicherheit am Institut für Energietechnik, Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft.

 koch@ee.ruhr-uni-bochum.de

Dipl.-Ing. **Jörg Burkhardt**, Dipl.-Ing. **Thomas Große Böckmann** und Dip.-Ing. **Norbert Feck** und Dipl.-Ing. **Philipp Kruse** sind Mitarbeiter am Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft der Ruhr-Universität Bochum.

Nr.	Titel der Studie	Jahr
[1]	Commission Staff Working Document.	2007
[2]	Strengths and Weaknesses of Current Energy Chains in a Sustainable Development Perspective.	2006
[3]	CO ₂ -Emissionen aus dem nuklearen Kreislauf.	2007
[4]	Environmental Impacts of Photovoltaic Electricity Generation – A Critical Comparison of Energy Supply Options.	2006
[5]	Eine Energiepolitik für Europa. Mitteilung der Kommission an den Europäischen Rat und das Europäische Parlament.	2007
[6]	ExternE National Implementation.	1997
[7]	Ganzheitliche Bilanzierung der Energie- und Stoffströme von Energieversorgungstechniken.	2000
[8]	ILK-Stellungnahme zur Bewertung der Nachhaltigkeit der Kernenergie und anderer Technologien zur Stromerzeugung.	2004
[9]	Sustainability of Electricity Supply Technologies under German Conditions: A Comparative Evaluation.	2004
[10]	Comparison of Greenhouse-Gas Emissions and Abatement Cost of Nuclear and Alternative Energy Options from a Life-Cycle Perspective.	2006
[11]	Das Märchen vom CO ₂ -freien Atomstrom.	2007
[12]	Lebenszyklusanalyse fossiler, nuklearer und regenerativer Stromerzeugungstechniken.	2002
[13]	Ökobilanz eines Solarstromtransfers von Nordafrika nach Europa.	2005
[14]	Lebenszyklusanalysen ausgewählter zukünftiger Stromerzeugungstechniken.	2004
[15]	Life-Cycle Energy Balance and Greenhouse Gas Emissions of Nuclear Energy in Australia.	2006
[16]	Net Energy Balance and Greenhouse-Gas Emissions from Renewable Energy Storage Systems.	2003
[17]	Erstellung der Grundlagen für einen harmonisierten und fortschreibbaren Datensatz des deutschen Strommixes.	2007
[18]	Ganzheitliche energetische Bilanzierung der Energiebereitstellung, Teil IV: Energetische Untersuchung eines Braunkohlekraftwerkes.	1996
[19]	Ganzheitliche energetische Bilanzierung der Energiebereitstellung, Teil V: Energetische Untersuchung eines GuD-Kraftwerkes.	1996
[20]	Beitrag zum kumulierten Energieaufwand ausgewählter Windenergiekonverter.	1998
[21]	Kumulierter Energieaufwand der Strombereitstellung für Deutschland im Jahr 2010	2003
[22]	Ganzheitliche energetische Bilanzierung der Energiebereitstellung, Teil III: Energetische Untersuchung eines Steinkohlekraftwerkes.	1996
[23]	Ganzheitliche energetische Bilanzierung der Energiebereitstellung, Teil VII: Emissionen der Strombereitstellung aus thermischen und nuklearen Kraftwerken.	1999
[24]	Ganzheitliche energetische Bilanzierung der Energiebereitstellung, Teil II: Energetische Untersuchung eines Kernkraftwerkes.	1996
[25]	Nuclear Power and the Kyoto Mechanism.	2004
[26]	A Life Cycle Analysis of Electricity.	2002
[27]	Greenhouse Gas Emissions from Energy Systems, Comparison and Overview.	2004
[28]	A Cost and Environmental Impact Comparison of Grid-Connected Rooftop and Ground-Bases PV-Systems.	2006
[29]	Gutachten zur CO ₂ -Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien	2005
[30]	Australia's Uranium – Greenhouse Friendly Fuel for an Energy Hungry World.	2006
[31]	Nuclear Power: The Energy Balance.	2005
[32]	Ökologisches Profil von Nuklearsystemen.	2005
[33]	Kohle.	2003
[34]	Langfristige Energieverbrauchs- und CO ₂ -Reduktionspotenziale im Wohngebäudesektor der Schweiz.	2006
[35]	Treibhausgasemissionen und Vermeidungskosten der nuklearen, fossilen und erneuerbaren Strombereitstellung.	2007
[36]	Our Energy Future: Researching our Goals with Nuclear.	2006
[37]	CO ₂ -Bilanzen verschiedener Energieträger im Vergleich.	2007
[38]	Methodische Aspekte zu kumulierten Energieaufwendungen und Emissionen bei Photovoltaikanlagen in der Europäischen Union.	2002
[39]	Energetische Analyse eines Offshore-Windparks unter Berücksichtigung der Netzintegration.	2006
[40]	Ganzheitliche Bilanzierung der Stromerzeugung aus regenerativen Energien.	2001
[41]	Treibhausgase und Kernenergie.	2007

Tabelle 1

Gesamtliste der ausgewerteten Literaturquellen.

Entsorgung der Energieanlage in eine Vielzahl von relevanten Einzelschritten aufgeteilt, für die anschließend die jeweiligen In- und Outputströme ermittelt werden. Andere Studien greifen auf die *Input-Output-Analyse* bzw. auf Mischformen der beiden Ansätze (*Hybridansatz*) zurück. Bei der *Input-Output-Analyse* werden spezifische Werte für den Energieaufwand einzelner Wirtschaftssektoren gebildet. Über die Zuordnung der Investitionskosten zu Wirtschaftszweigen erfolgt die energetische Bewertung. Auch die Bilanzgrenzen und damit die Tiefe der Untersuchung weichen bei den einzelnen Studien deutlich voneinander ab. Daneben differieren die Randbedingungen, wie zum Beispiel Betrachtungszeitraum, Standort und Energiemix. Ein weiterer Aspekt bei der Auswertung sind unterschiedliche Angaben bezüglich der Emissionen. So gibt ein Teil der Studien nur die reinen CO₂-Emissionen an, nicht aber die CO₂-Äquivalente. Andere Untersuchungen wiederum weisen einzelne Emissionen wie CO₂, CH₄ und N₂O aus.

Um die Klimarelevanz der einzelnen Stromerzeugungstechniken in ihrer Gesamtheit darzustellen, werden die Emissionen in diesem Beitrag einheitlich in CO₂-Äquivalenten pro erzeugter kWh Elektrizität ausgewiesen. Das bedeutet, dass andere Klimagase (z. B. CH₄, NO₂) auf das Wirkungsäquivalent von CO₂ umgerechnet werden. Viele Quellen beschränken sich allerdings auf die Bestimmung der reinen CO₂-Emissionen. In diesen Fällen ist jedoch festzustellen, dass der Anteil der CO₂-Emissionen an den CO₂-Äquivalenten mit Abstand am bedeutendsten ist.

Fossile Primärenergieträger: Bezugsquellen spielen eine Rolle

Tabelle 2 enthält die wichtigsten Ergebnisse der für die fossile Stromproduktion ausgewerteten Studien mit dem Kraftwerksstandort Deutschland. Neben Gesamtemissionen werden hier auch die Anteile aus der Brennstoffbereitstellung (Förderung und Transport), dem Betrieb der Kraftwerke (Verbrennung der Energieträger), ihrem Bau und Abriss sowie der Ver- und Entsorgung von Betriebsstoffen ausgewiesen. Letztere verursachen für alle drei betrachteten Energieträger (Braunkohle, Steinkohle, Erdgas) nur untergeordnete Emissionen und werden aus diesem Grunde in vielen

Quelle	Spezifische CO ₂ -Emissionen [g/kWh]				Wirkungsgrad ¹⁾ [%]
	Gesamt	Brennstoff ²⁾	Betrieb ¹⁾	Bau und Abriss	
Braunkohle					
[6]	1 062	33	1 029	0 ³⁾	40,1
[12]	1 073	41	1 014	18	40,0
[17]	1 190	k. A.	1 190	k. A.	34,7
[23]	969	19	946	4	43,0
Steinkohle					
[6]	898	103	795	0 ³⁾	43,0
[12]	952	153	780	19	43,0
[17]	931	k. A.	931	k. A.	36,9
[23]	934	125	802	6	42,8
Erdgas					
[6]	398	49	349	0 ³⁾	57,6
[12]	473	118	350	6	57,6
[17]	544	k. A.	544	k. A.	37,7
[23]	533	45	488	1	49,6

¹⁾ des Kraftwerks ²⁾ Bereitstellung ³⁾ wird als vernachlässigbar angenommen k. A.: keine Angabe

Studien vernachlässigt. Wegen der Emissionsrelevanz ist der elektrische Wirkungsgrad zusätzlich mit angegeben.

Tabelle 2 verdeutlicht, dass der Betrieb konventioneller Kraftwerke im Vergleich zu vor- und nachgelagerten Prozessen die größten CO₂-Emissionen verursacht.

Dies ist auf die Oxidation des im Brennstoff gebundenen Kohlenstoffes zu CO₂ zurückzuführen. Die Unterschiede bei Braunkohle, Steinkohle und Erdgas ergeben sich aus der Brennstoffzusammensetzung und dem Wirkungsgrad des Kraftwerks.

Tabelle 2

Ergebnisse ausgewählter Studien zu CO₂-Emissionen fossiler Kraftwerke.

Braunkohle

Im Unterschied zu Erdgas und Steinkohle wird bei der Verstromung von Braunkohle ausschließlich eine Inlandsförderung angenommen, da wegen der geringen Energiedichte dieser Kohle kein Weltmarkt existiert. Durch den oberflächennahen Abbau und die geringen Transportentfernungen zwischen Tagebau und Kraftwerk geht die Brennstoffbereitstellung in den hier betrachteten Studien nur mit 2 bis 4 % in die Gesamtemissionen ein. Würde in [17] ein modernes Braunkohlekraftwerk mit höherem Wirkungsgrad angenommen, so würden die Gesamtemissionen um etwa 15 % niedriger ausfallen.

Steinkohle

Im deutlichen Unterschied zur Braunkohle nimmt die Brennstoffbereitstellung der Steinkohle etwa 12 bis 17 % der gesamten Klimagasemissionen der Kette

Quelle	Spezifische CO ₂ -Emissionen [g/kWh]	Typ	Peak-Leistung [kW]	Zellentyp	Wirkungsgrad [%]	Spezifischer Ertrag ¹⁾ [kWh/a]	Kommentar
[6]	55 51	D F	4,8 13,0	P-Si P-Si	k. A. k. A.	728 728	–
[7]	360 263 216 344 241 217	D D D K K K	5,0 5,0 5,0 1 000,0 1 000,0 1 000,0	P-Si M-Si A-Si P-Si M-Si A-Si	9,51 10,51 4,51 9,51 10,51 4,51	880 880 880 935 935 935	davon 23 g/kWh für Backup-Leistung
[12]	301 259 210 282 231 200	D D D K K K	5,0 5,0 5,0 1 000,0 1 000,0 1 000,0	P-Si M-Si A-Si P-Si M-Si A-Si	9,51 10,51 4,51 9,51 10,51 4,51	880 880 880 935 935 935	davon 23 g/kWh für Backup-Leistung
[14]	68 64 74 69	M M M M	3,1 3,1 3,1 3,1	P-Si M-Si A-Si CIS	15,02 17,02 8,02 12,02	900 900 900 900	Szenario für 2010
[27]	59 73	D D	3,0 3,0	P-Si M-Si	14,82 16,52	885 885	–
[4; 28]	51 55 60	D D D	11,4 11,4 11,4	S-Si P-Si M-Si	11,52 13,22 14,02	k. A. k. A. k. A.	Mitteleuropa: 1 000 kWh/(m ² ·a)
[4; 28]	30 33 35 25	D D D D	11,4 11,4 11,4 11,4	S-Si P-Si M-Si CdTe	11,52 13,22 14,02 9,02	k. A. k. A. k. A. k. A.	Südeuropa: 1 700 kWh/(m ² ·a)

Tabelle 3

Ergebnisse ausgewählter Studien zu CO₂-Emissionen von Photovoltaikanlagen.

¹⁾ je kW Peak-Leistung k. A.: keine Angabe A-Si: Amorphes Silizium CdTe: Dünnschichtzellen aus Cadmium-Tellurid CIS: Dünnschichtzellen aus Kupfer-Indium-Di-Selenid D: Dach F: Fassade K: Kraftwerk M: Mix aus 95 % Dach- und 5 % Freiflächen M-Si: Monokristallines Silizium P-Si: Polykristallines Silizium S-Si: Silizium auf Basis des String-Ribbon-Verfahrens

in Anspruch. Gründe hierfür sind neben den höheren Transportentfernungen vor allem die Methanemissionen beim Kohleabbau. Diese sind für die in [6] und [12] angenommene Inlandsförderung und den damit verbundenen Untertagebau etwa viermal so hoch wie im Tagebau (z. B. in den USA oder Australien). Zwar sind die Mengen des dabei freigesetzten Methans im Vergleich zu denen des CO₂ klein. Da Methan aber eine 21-fach höhere Wirkung auf die Klimaerwärmung besitzt, trägt es mit 65 bis 75 % zu den CO₂-Äquivalenten der Brennstoffbereitstellung bei.

Erdgas

Die Ursache für die differierenden CO₂-Emissionswerte beim Erdgas sind unterschiedliche Kraftwerkstypen (Gasturbine, GuD-Kraftwerk, Erdgaskraftwerk und Kombinationen dieser Anlagen) mit den daraus resultierenden Wirkungsgraden. Auch die Transportentfernungen variieren je nach Herkunftsort des Erdgases und wirken sich nennenswert auf die Ergebnisse aus. Sie werden in [6] mit folgenden mittleren Werten angegeben.

- Inlandsförderung: 205 km;
- Niederlande: 600 km;
- Norwegen: 1 700 km;
- Russland: 7 000 km.

In sämtlichen Studien wird von einem Pipelinetransport ausgegangen. In [12] werden mehrere Erdgasbezugsszenarien bilanziert. In der Tabelle 2 ist davon die Variante des 100 %-Bezugs aus Russland aufgeführt. Im Vergleich zu [6] und [23], in denen ein weitestgehend gleicher Erdgasmix mit den Bezugsquellen Russland (32 bis 34 %), Niederlande (22 bis 30 %), Norwegen (13 bis 28 %) und Deutschland (15 bis 22 %) angenommen wird, liegen die Emissionen aus der Bereitstellung des Erdgases in [12] mehr als doppelt so hoch und tragen so zu knapp 25 % der Gesamtemissionen bei.

Erneuerbare Energien: Herstellung und Bau zählen

Erneuerbare Energien sind materialintensiv zu erschließen. Deshalb zählen bei ihnen insbesondere die Emissionen aus den vor- und nachgelagerten Ketten. In den Studien werden Optionen zur Stromerzeugung aus Sonnen- und Windenergie sowie Wasserkraft und Biomasse betrachtet. Bei Sonnenenergie wird fer-

ner zwischen Photovoltaik und solarthermischen Kraftwerken unterschieden.

Photovoltaik

Tabelle 3 gibt einen Überblick über die Annahmen in den betrachteten Studien zur Photovoltaik, in denen für die Gesamtemissionen eine Bandbreite von 25 bis 360 g CO₂/kWh ausgewiesen wird. Die überwiegende Mehrheit der Studien nennt Werte von 50 bis 100 g CO₂/kWh.

In den Studien [7; 12] mit hohen Emissionswerten werden Beiträge aus Backup-Leistungen in Höhe von rund 20 g CO₂/kWh mit berücksichtigt. Diese sind jedoch nicht der eigentliche Grund für die sehr hohen Werte, sondern der ausgewählte methodische Ansatz, der zur Überschätzung der CO₂-Emissionen führt. Da die Herstellung der Anlagen für die Gesamtemissionen entscheidend ist, betrachtet die überwiegende Anzahl der Studien nur diesen Teilprozess. Die Studien [7] und [12] beziffern den Anteil

Quelle	Spezifische CO ₂ -Emissionen [g/kWh]	Typ	Standort	Installierte Leistung [MW]	Mittlere Windgeschwindigkeit [m/s]	Höhe ¹⁾ [m]	Volllastbetrieb [h/a]	Kommentar
[7]	38	E	Onshore	1,5	5,5	10	k. A.	davon 21,0 g/kWh für Backup-Leistung
	64	E	Onshore	1,0	4,5	10	k. A.	davon 22,0 g/kWh für Backup-Leistung
	41	E	Onshore	1,0	5,5	10	k. A.	davon 21,0 g/kWh für Backup-Leistung
	33	E	Onshore	1,0	6,5	10	k. A.	davon 19,0 g/kWh für Backup-Leistung
[14]	15	P ²⁾	Offshore ³⁾	200,0	9,2	80	4 400	Szenario für 2010
	15	E	Offshore ³⁾	5,0	9,2	80	4 400	Szenario für 2010
[17]	11	E	Onshore	1,5	k. A.	k. A.	1 834	–
	9	E	Offshore	2,5	k. A.	k. A.	1 834	–
[39]	26	P ²⁾	Offshore	200,0	9,46	100	4 247	davon 11,0 g/kWh für Backup-Leistung sowie 0,1 g/kWh für Netzausbau
[40]	22	E	Onshore	0,6	5,5	10	2 250	–
	20	E	Onshore	1,0	5,5	10	2 370	–
	17	E	Onshore	1,5	5,5	10	2 450	–
[6]	7	P ⁴⁾	Onshore ⁵⁾	12,75	k. A.	k. A.	2 160	–
[12]	41	E	Onshore	1,5	5,5	10	k. A.	davon 21,0 g/kWh für Backup-Leistung
	68	E	Onshore	1,0	4,5	10	k. A.	davon 23,0 g/kWh für Backup-Leistung
	42	E	Onshore	1,0	5,5	10	k. A.	davon 21,0 g/kWh für Backup-Leistung
	34	E	Onshore	1,0	6,5	10	k. A.	davon 19,0 g/kWh für Backup-Leistung

¹⁾ Bezugsgröße für mittlere Windgeschwindigkeit ²⁾ Park aus 40 Anlagen mit je 5,0 MW Leistung ³⁾ Deutsche Bucht ⁴⁾ Park aus 51 Anlagen mit je 0,25 MW Leistung ⁵⁾ Nordfriesland
k. A.: keine Angabe E: Einzelanlage P: Park

Tabelle 4

Ergebnisse ausgewählter Studien zu CO₂-Emissionen von Windenergieanlagen.

der CO₂-Emissionen für den Betrieb und den Rückbau der Anlage je nach Anlagentyp auf 5 bis 8 % der Gesamtemissionen. Im Rahmen der Herstellung entfällt der Großteil der Emissionen auf die Fertigung der Photovoltaikmodule. Ihr Anteil an den Gesamtemissionen liegt je nach Studie zwischen 55 % [14] und 90 % [28], wobei die Prozessschritte der Siliziumgewinnung und der Wafer-Herstellung infolge ihres hohen elektrischen Energiebedarfs am stärksten zu den Emissionen beitragen [14; 28; 38]. Die Wafer-Dicke und das Verfahren der Siliziumgewinnung sind hierbei die entscheidenden Einflussfaktoren. Infolge der unterschiedlichen Kraftwerksparks einzelner Länder variieren die CO₂-Emissionen in Abhängigkeit vom Fertigungsland, bei polykristallinen Solarmodulen bis zu einem Faktor von 2,6 [38]. Die unteren Werte gelten für Schweden und Frankreich, die höheren für Italien und Deutschland.

Einen wesentlichen Einfluss auf den Ertrag und die spezifischen Emissionen hat das solare Energieangebot und somit der Anlagenstandort. Nach [4; 28] sind die Emissionen für Standorte in Mitteleuropa um etwa den Faktor 1,7 höher als in Südeuropa (vgl. Tabelle 3). Der in den Studien angenommene Wirkungsgrad hat ebenfalls einen bedeutenden Einfluss auf den Anlagenenertrag. Dabei ist

Quelle	Spezifische CO ₂ -Emissionen [g/kWh]	Leistung [MW]	Volllastbetrieb [h/a]	Wirkungsgrad ¹⁾ [%]	Kommentar
[7]	35	0,3	4 900	95	davon 18 g/kWh für Backup-Leistung bei 10 %-Anteil an der Stromerzeugung
	36	0,5	4 900	95	
	28	2,2	5 100	96	
	31	3,1	5 100	90	
[17]	13	0,3	k. A.	k. A.	–
	10	3,1	k. A.	k. A.	
[40]	17	0,3	4 900	95	–
	18	0,5	4 900	95	
	10	2,2	5 100	96	
	14	3,1	5 100	90	

¹⁾ der Turbine k. A.: keine Angabe

Tabelle 5

Ergebnisse ausgewählter Studien zu CO₂-Emissionen von Laufwasserkraftwerken.

zwischen Modul- und Systemwirkungsgraden zu unterscheiden. Letztendlich rechnen alle Studien mit Systemwirkungsgraden: Manche geben diese direkt vor, andere geben Einzelwirkungsgrade für Module und Peripheriegeräte an.

Ein weiterer Einflussfaktor ist die Lebensdauer der Anlage. In den meisten Studien wird eine 25-jährige Nutzung unterstellt. In [14] wird hingegen nur von 20 Jahren ausgegangen.

Potenziale für die zukünftige Senkung der Emissionen liegen nach Angaben der Studien [4; 28] in energieeffizienteren Verfahren der Siliziumherstellung, in einer Verminderung der Wafer-Dicken, wodurch der Materialbedarf sinkt, sowie in der Steigerung der Modulwirkungsgrade.

Solarthermische Stromerzeugung

Im Bereich der solarthermischen Stromerzeugung lag für die Auswertung nur eine Arbeit vor [13]. Diese unterstellt eine Stromerzeugung in Nordafrika und einen Transport der elektrischen Energie nach Europa per Hochspannungsgleichstromübertragung. Die Arbeit kommt zu Gesamtemissionen von 13,8 g CO₂/kWh, von denen 9 g CO₂/kWh durch das Kraftwerk und der Rest durch den Bau der Leitung und den Übertragungswirkungsgrad bedingt sind.

Windenergie

Für die Stromerzeugung aus Windenergie geben die untersuchten Studien eine Bandbreite von 9 bis 68 g CO₂/kWh an (Tabelle 4). Bei den höheren Werten handelt es sich um kleine Anlagen an windschwachen Standorten und bei den geringeren Werten im Wesentlichen um Offshore-Anlagen. Für Onshore-Anlagen nennt der überwiegende Teil der Studien einen Bereich von 30 bis 45 g CO₂/kWh.

Bei Windenergieanlagen sind zirka 90 % der Emissionen [7; 14; 20; 39] durch den Bau der Anlage bedingt, sofern Backup-Systeme unberücksichtigt bleiben. Das Windgeschwindigkeitsprofil am Anlagenstandort hat einen wesentlichen Einfluss auf die spezifischen Emissionen. Diese sinken überproportional mit steigender Windgeschwindigkeit, da die Windleistung mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit steigt. Ein weiterer Einflussfaktor ist die Anlagenleistung, da der spezifische Materialeinsatz mit zunehmender Anlagengröße abnimmt. Bei der Windenergie hat die Berücksichtigung der bereitgestellten Regelenergie bzw. der Backup-Leistungen einen bedeutenden Einfluss auf die Ergebnisse. So können die dadurch verursachten CO₂-Emissionen je nach Studie mit etwa 11 bis 23 g CO₂/kWh [7; 12; 39] nochmals in fast der gleichen Größenordnung liegen wie die Emissionen für den Bau der Anlage.

Wasserkraft

Für die CO₂-Emissionen von Laufwasserkraftwerken wird eine Bandbreite von

Quelle	Spezifische CO ₂ -Emissionen [g/kWh]				Kommentar
	Gesamt	Uran ¹⁾	Betrieb ²⁾	Bau und Abriss	
[23; 24]	8,3	4,8 ³⁾	1,6 ³⁾	1,9 ³⁾	–
[7; 12]	17	8	5	4	–
[35]	32 8 bis 65 ⁴⁾	27 ³⁾	k. A.	k. A.	Werte aus Gemis 4.4, ohne Endlagerung
[15]	57,8 10 bis 130 ⁴⁾	k. A.	k. A.	k. A.	Lebenszyklusbilanz für australische Reaktoren
[17]	–	3,1	–	–	nur Brennstoffbereitstellung

¹⁾ Bereitstellung ²⁾ des Kernkraftwerks ³⁾ eigene Herleitung aus Angaben der Studie ⁴⁾ Bandbreite bei Parametervariation
k. A.: keine Angabe

0 bis 132 g CO₂/kWh angegeben, wobei die überwiegende Anzahl der Studien von 4 bis 40 g CO₂/kWh ausgeht. In der **Tabelle 5** sind wesentliche Annahmen einiger Studien gegenübergestellt. Auch bei dieser Art der Nutzung erneuerbarer Energien wird der größte Anteil der Emissionen durch den Bau der Anlage hervorgerufen (d.h. mehr als 90 %) [7]. Auch hier ist das Energieangebot, das sich in der angenommenen Anzahl der Volllaststunden widerspiegelt, für die spezifischen Emissionen entscheidend. In den ausgewerteten Studien [7; 17; 40] werden Wasserkraftanlagen mit 0,3 bis

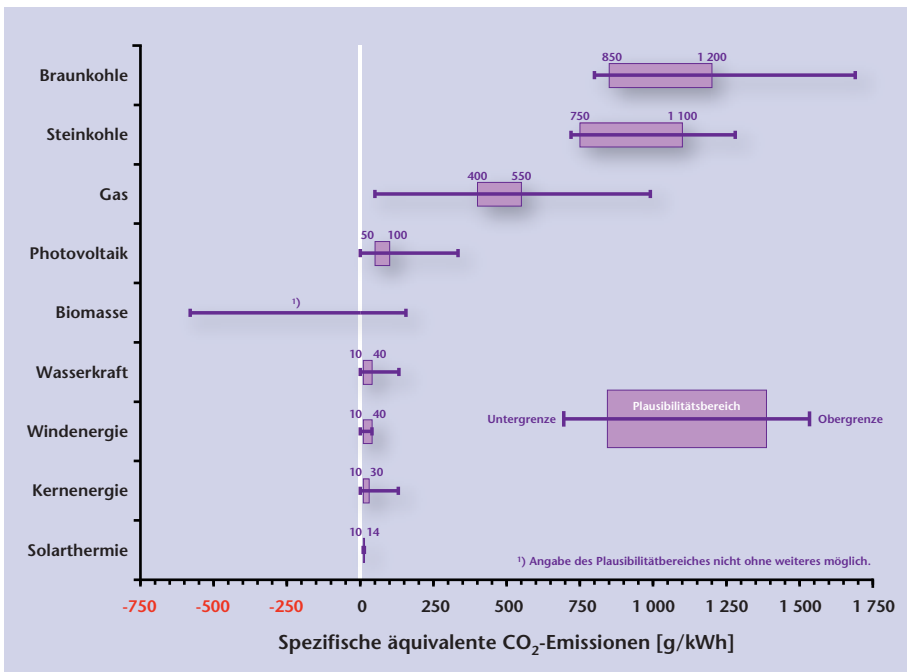
Tabelle 6

Ergebnisse ausgewählter Studien zu CO₂-Emissionen von Kernkraftwerken.

3 MW installierter Leistung betrachtet. Da es sich um relativ kleine Kraftwerke handelt, wird eine Backup-Leistung von 50 % berücksichtigt. Dadurch sind die CO₂-Emissionen bei Berücksichtigung der Backup-Leistung annähernd doppelt so hoch wie bei Studien, in denen dies nicht berücksichtigt wird.

Grafik

Bandbreiten der Ergebnisse aus allen Literaturquellen mit plausiblen Ergebnisbereichen.



In [7; 12] ist erkennbar, dass die Brennstoffbereitstellung etwa die Hälfte der Gesamtemissionen ausmacht, während Bau und Abriss des Kraftwerks und der Betrieb der Anlage auf jeweils ein Viertel der Gesamtemissionen kommen. Leider werden keine Detailinformationen zum Zustandekommen der Werte gegeben, so dass eine tiefgehende Analyse nicht möglich ist. Bezüglich des Kraftwerksbaus ist der Vergleich mit den ebenfalls untersuchten kohlebefeuerten Anlagen interessant. Letztere verursachen laut [7; 12] mehr als viermal so hohe spezifische Emissionen wie kerntechnische Anlagen. Begründet wird dies vor allem mit dem Wegfall des materialintensiven Kesselhauses. Diese Aussage erscheint aber hinterfragenswert, denn Kernkraftwerke enthalten umfangreiche Sicherheitseinrichtungen, die ebenfalls einen hohen Materialaufwand bedingen, zum Beispiel den Sicherheitsbehälter.

In [35] werden die spezifischen CO₂-Emissionen der Bereitstellung von Uran-Brennelementen in verschiedenen Ländern aufgeschlüsselt. Diese variieren von 1,3 g CO₂/kWh(th.) für Frankreich bis 18,7 g CO₂/kWh(th.) für Russland. Dies entspricht bei einem typischen elektrischen Wirkungsgrad eines Kernkraftwerks von 33 % einer Streubreite von etwa 4 bis 56 g CO₂/kWh. Dies lässt vermuten, dass die Art der Anreicherung und der nationale Strommix die Haupteinflussfaktoren sind. Deutschland liegt in der Untersuchung mit 25 g CO₂/kWh im Mittelfeld. Die Gesamtemissionen liegen in [35] je nach Land etwa um 3 bis 5 g CO₂/kWh höher als die Vorkettenemissionen (bei einem angenommenen Kraftwerkswirkungsgrad von 33 %). Da die Endlagerung aufgrund unsicherer Randbedingungen nicht Teil der Analyse war, ist dieser Anteil wahrscheinlich auf den Bau und Betrieb des Kraftwerks zurückzuführen. Dieser Wert liegt in etwa im Bereich der in [23] und [7; 12] ausgewiesenen Emissionen.

Das Ziel einer Untersuchung der Universität Sydney [15] war die Ermittlung der spezifischen CO₂-Emissionen möglicher australischer Reaktoren über ihren gesamten Lebenszyklus hinweg. Dadurch lässt sich der sehr hohe Wert von knapp 58 g CO₂/kWh erklären: In Australien wird hauptsächlich Kohle ver-

Biomasse: Eine Frage der Bewertung

Aus der Nutzung von Biomasse oder Biogas zur Stromerzeugung resultieren Emissionswerte bis 156 g CO₂/kWh oder sogar Gutschriften bis 580 g CO₂/kWh. Ein Direktvergleich der einzelnen Werte ist aufgrund der unterschiedlichen Nutzungsvarianten (reine Stromerzeugung, Kraft-Wärme-Kopplung) und Techniken (z.B. Dampfturbine, Heizkraftwerk mit Organic Rankine Cycle, Holzvergasung) nicht möglich.

CO₂-Emissionsgutschriften resultieren aus den bei der Kraft-Wärme-Kopplung gegenüber der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme eingesparten CO₂-Emissionen. Gutschriften entstehen rechnerisch ebenfalls, wenn Biomasse vergoren und energetisch genutzt wird, anstatt sie verrotten zu lassen. Dabei würde nämlich Methan freigesetzt, das ein 21-fach höheres Treibhauspotenzial aufweist als das bei der Verbrennung des Biogases entstehende CO₂.

Kernenergie: Vor allem eine Frage von Uranerzkonzentration und Anreicherungsverfahren

Die für die Kernenergie ausgewiesenen Referenzwerte der CO₂-Emissionen liegen zwischen 8,3 und 57,8 g CO₂/kWh (Tabelle 6). Bemerkenswert ist allerdings die zusätzliche Schwankungsbreite der Emissionen, insbesondere in [15] mit 10 bis 130 g CO₂/kWh. Den geringsten CO₂-Ausstoß weisen [23; 24] auf. Diese Studien hängen insofern zusammen, als

dass in der einen die energetischen Daten ermittelt werden und in der anderen darauf basierend die CO₂-Emissionen berechnet werden. Die ausgewiesenen Emissionen beim Kraftwerksbetrieb sind mit 1,6 g CO₂/kWh im Vergleich zu den anderen Untersuchungen niedrig. Etwa 80 % dieser Aufwendungen entfallen auf den elektrischen Eigenbedarf bei Revisionsarbeiten. Für die Brennstoffvorkette werden 4,8 g CO₂/kWh ausgewiesen. Mehr als 80 % davon entfallen auf die Urananreicherung. Das eingesetzte Verfahren hat entscheidenden Einfluss auf den Energiebedarf. Die Anreicherung in Zentrifugen wird mit einem Anteil von 83 % angesetzt, die 20- bis 30-fach energieintensivere Anreicherung in Diffusionsanlagen mit 17 %. Die Quellen, auf die sich die Berechnungen der Bereitstellungsemissionen beziehen, sind teilweise von Anfang der 90er Jahre.

Im Rahmen der Studie [17] wurden die Emissionen der Brennstoffvorkette von Uran von den Autoren dieses Artikels untersucht. Als Basis diente hierzu neben einigen anderen Quellen in erster Linie [24]. Der Fokus lag auf einer Datenaktualisierung für die Urananreicherung und für den Strommix der verschiedenen Uran-Herkunftsländer. Es wurde festgestellt, dass der Anteil der Anreicherung im Verhältnis zu den anderen Einflussfaktoren abnimmt. Gründe sind der Ersatz älterer Diffusionsanlagen durch Zentrifugenanlagen sowie weltweit tendenziell sinkende spezifische Emissionen der Strombereitstellung.



Baustelle des Braunkohlenkraftwerks BoA 2/3 in Neurath, eine Doppelblockanlage mit 2,2 GW elektrischer Leistung. Die mit dem Kraftwerksbau verbundenen CO₂-Emissionen sind im Vergleich zu den Emissionen im Kraftwerksbetrieb vernachlässigbar klein.

Bild: RWE

stromt, so dass für die energetischen Aufwendungen die spezifischen Emissionen einer „Coal Economy“ angesetzt wurden. Da in vielen Ländern der Welt allerdings ein Energieträgermix genutzt wird (u.a. mit Wasserkraft und Kernenergie), scheinen als repräsentativer Durchschnittswert die ebenfalls in der Studie berechneten Emissionen einer „Natural Gas Economy“ eher zuzutreffen. Diese liegen mit knapp 33 g CO₂/kWh wesentlich niedriger. Ein weiterer Grund für die hohen Emissionen ist die Annahme, dass ein vergleichsweise hoher Anteil von 30 % des Urans in Diffusionsanlagen angereichert wird.

Im Gegensatz zu anderen Studien werden in [15] auch Einflüsse der Erzkonzentration der Uranlagerstätten untersucht. Sinkt die Konzentration von 0,15 % (Referenzszenario) auf 0,01 %, so steigen die spezifischen Gesamtemissionen um mehr als das Doppelte (+ 130 %). Die Ursachen hierfür sind in [31] eingehender beleuchtet. So steigt der Energie-

bedarf mit sinkender Erzkonzentration überproportional stark an, da auch die Uran-Ausbeute sinkt. Wie stark dieser Effekt ist, muss sich angesichts mangelnder Praxiserfahrung allerdings noch zeigen. Hohe Emissionen werden auch der landschaftlichen Wiederherstellung der Uranminen zugerechnet. Generell stellt sich bei Minen, die Uran als Nebenprodukt fördern, die methodische Frage der Allokation der Emissionen. Im vorliegenden Fall wurden alle Emissionen dem Uran zugerechnet.

Bandbreiten plausibler Ergebnisse

In der **Grafik** sind als Gesamtübersicht die Bandbreiten der Ergebnisse aus allen in der Tabelle 1 genannten Studien zusammengefasst. Außerdem werden Plausibilitätsbereiche ausgewiesen, die den Ergebnisbereich markieren, der sich durch die Auswertung der Studien als nachvollziehbar einstufen lässt. Bei der Biomassenutzung kann kein Plausibilitätsbereich angegeben werden, da die Studien unterschiedliche Bewertungsansätze verwenden. Methodisch haben diese Ansätze durchaus ihre Berechtigung. Sie erschweren aber einen Vergleich. Insgesamt zeigt sich, dass bei einer ganzheitlichen Betrachtung der Prozessketten über den gesamten Lebensweg keine Stromerzeugungstechnik vollständig CO₂-frei ist. Allerdings sind zwei Gruppen deutlich erkennbar: Kohle- und Erdgaskraftwerke verursachen durch die Verbrennung fossiler Energieträger etwa

zehnfach höhere Gesamtemissionen als erneuerbare Energien und Kernenergie. Dies war zu erwarten. Die Emissionen aus den vor- und nachgelagerten Ketten sind wesentlich geringer als die Emissionen aus der Verbrennung der fossilen Primärenergieträger. Daher bleibt auch bei einer Gesamtkettenbetrachtung die bekannte Reihenfolge der CO₂-Intensität (kg CO₂/kWh Heizwert) von geringen zu höheren Werten erhalten, und es gilt: Erdgas vor Steinkohle vor Braunkohle.

Unter den erneuerbaren Energien hat Photovoltaik wegen des relativ großen Strombedarfs der Siliziumherstellung die höchsten Emissionswerte. Allerdings wird dieser Technik auch das höchste Entwicklungspotenzial zugeschrieben, während zum Beispiel bei der Windenergienutzung nur noch langsame Effizienzsteigerungen zu erwarten sind.

Für die Kernenergie ist festzuhalten, dass die Literatur die momentanen Emissionen in derselben Größenordnung sieht wie die der erneuerbaren Energien.

Die CO₂-Emissionen sind nicht nur vom verwendeten Brennstoff und der Technikette abhängig, sondern auch von der Betrachtungszeit. Mit steigender Energieeffizienz in Kraftwerken und mit zunehmendem Anteil nahezu CO₂-freier Energieträger an der Stromerzeugung nehmen naturgemäß auch die rechnerisch ermittelten CO₂-Emissionen für den Bau der Anlage ab. Insgesamt werden also die spezifischen Emissionswerte auf längere Sicht fallen.

 Literatur

- [1] Commission of the European Communities: Commission Staff Working Document. EU Energy Policy Data, Brüssel, 10.10.2007, SEC (2007) 12.
- [2] Hirschberg, S.; Dones, R.; Heck, T. et al.: Strengths and Weaknesses of Current Energy Chains in a Sustainable Development Perspective. *International Journal for Nuclear Power*, atw, 51 (2006), Nr. 7, S. 447-457.
- [3] Hirschberg, S.; Dones, R.: CO₂-Emissionen aus dem nuklearen Kreislauf. Paul Scherrer Institut, Fachinformationen zu Energiefragen, Switzerland, Villingen, 2007.
- [4] Alsema, E.A.; de Wild-Scholten, M.J.; Fthenakis, V.M.: Environmental Impacts of Photovoltaic Electricity Generation – A Critical Comparison of Energy Supply Options. Copernicus Institute, Utrecht, Energy Research Centre of the Netherlands, National Photovoltaic EH&S Research Centre, 2006.
- [5] Commission of the European Communities: Mitteilung der Kommission an den Europäischen Rat und das Europäische Parlament. Eine Energiepolitik für Europa. Brüssel, 10.01.2007, SEK (2007) 12.
- [6] Krewitt, W.; Mayerhofer, P.; Friedrich, R. et al.: ExternE National Implementation. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Anwendung, Universität Stuttgart, Institut für Solare Energieversorgungstechnik, Universität Kassel, Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, 1997.
- [7] Marheineke T., Krewitt W., Neubarth J. et al.: Ganzheitliche Bilanzierung der Energie- und Stoffströme von Energieversorgungsanlagen. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, 2000.
- [8] ILK-Stellungnahme zur Bewertung der Nachhaltigkeit der Kernenergie und anderer Technologien zur Stromerzeugung: Internationale Länderkommission Kerntechnik, ILK-16D, 2004.
- [9] Hirschberg, S.; Dones, R.; Heck, T. et al.: Sustainability of Electricity Supply Technologies under German Conditions: A Comparative Evaluation. Paul Scherrer Institut, Switzerland, Villingen, Bericht Nr. 04–15, 2004.
- [10] Fritsche, U.R.; Sui-San, L.: Comparison of Greenhouse-Gas Emissions and Abatement Cost of Nuclear and Alternative Energy Options from a Life-Cycle Perspective. Öko-Institut, Darmstadt, 2006.
- [11] Bossel, U.: Das Märchen vom CO₂-freien Atomstrom. European Fuel Cell Forum, Solarzeitalter, 1/2007.
- [12] Marheineke, T.: Lebenszyklusanalyse fossiler, nuklearer und regenerativer Stromerzeugungstechniken. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, 2002.
- [13] May, N.: Kobilanz eines Solarstromtransfers von Nordafrika nach Europa. Fakultät für Physik und Geowissenschaften, Technische Universität Braunschweig, 2005.
- [14] Briem, S.; Blesl, M.; Fahl, U. et al.: Lebenszyklusanalysen ausgewählter zukünftiger Stromerzeugungstechniken. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Stuttgart, Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Ruhr-Universität Bochum, Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München, 2006.
- [15] Bilek, M.; Hardy, C.; Lenzen, M.; Dey, C.: Life-Cycle Energy Balance and Greenhouse Gas Emissions of Nuclear Energy in Australia, Integrated Sustainability Analysis. The University of Sydney, 2006.
- [16] Denholm, P.; Kulcinski, G.: Net energy balance and greenhouse gas emissions from renewable energy storage systems. Energy Center of Wisconsin, Report Number 223–1, 2003.
- [17] Viebahn, P.; Patyk, A.; Fritsche, U.R. et al.: Erstellung der Grundlagen für einen harmonisierten und fort-schreibbaren Datensatz des deutschen Strommixes. Arbeitskreis Energie: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Forschungsstelle für Energiewirtschaft, GreendeltaTC, Institut für Energie- und Umweltforschung, Universität Heidelberg, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Aachen, Lehrstuhl für Bauphysik, Universität Stuttgart, Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Ruhr-Universität Bochum, Öko-Institut, Statistisches Bundesamt, 2007.
- [18] Köhler, D.; Layer, G.; Schwaiger, K.: Ganzheitliche energetische Bilanzierung der Energiebereitstellung (GaBiE), Teil IV Energetische Untersuchung eines Braunkohlekraftwerks. Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München, 1996.
- [19] Hoffmayer, M.; Köhler, D.; Schwaiger, K.: Ganzheitliche energetische Bilanzierung der Energiebereitstellung (GaBiE), Teil V Energetische Untersuchung eines GuD-Kraftwerks. Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München, 1996.
- [20] Pick, E.; Wagner, H.-J.: Beitrag zum kumulierten Energieaufwand ausgewählter Windenergiekonverter. Ökologisch verträgliche Energiesysteme. Universität Essen, 1998.
- [21] Forschungsstelle für Energiewirtschaft: Kumulierter Energieaufwand der Strombereitstellung für Deutschland im Jahr 2010, München, 2003.
- [22] Köhler, D.; Layer, G.; Schwaiger, K.: Ganzheitliche energetische Bilanzierung der Energiebereitstellung (GaBiE), Teil III Energetische Untersuchung eines Steinkohlekraftwerks. Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München, 1996.
- [23] Köhler, D.; Schwärzer, K.: Ganzheitliche energetische Bilanzierung der Energiebereitstellung (GaBiE), Teil VII Emissionen der Strombereitstellung aus thermischen und nuklearen Kraftwerken. Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München, 1999.
- [24] Hoffmayer, M.; Köhler, D.; Schwaiger, K.; Fleißner, T.: Ganzheitliche energetische Bilanzierung der Energiebereitstellung (GaBiE), Teil II Energetische Untersuchung eines Kernkraftwerks. Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München, 1996.
- [25] Ikemoto, I.: Nuclear Power and the Kyoto Mechanism. 14th International Conference on the Properties of Water and Steam in Kyoto, Central Research Institute of Electric Power Industry, Japan, Tokyo.
- [26] Bergerson, J.; Lave, L.: A Life Cycle Analysis of Electricity Generation Technologies: Health and Environmental Implications of Alternative Fuels and Technologies. Carnegie Mellon Electricity Industry Center, 2002.
- [27] Dones, R.; Heck, T.; Hirschberg, S.: Greenhouse Gas Emissions from Energy Systems, Comparison and Overview. Paul Scherrer Institut, Switzerland, Villingen, 2004.
- [28] de Wild-Scholten, M.J.; Alsema, E. A.; ter Horst, E. W. et al.: A Cost and Environmental Impact Comparison of Grid-Connected Rooftop and Ground-Bases Photovoltaic-Systems. Copernicus Institute, Utrecht, Energy Research Centre of the Netherlands, National Photovoltaic EH&S Research Centre, SonnenStrom AG, 2006.
- [29] Klobasa, M.; Ragwitz, M.: Gutachten zur CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Karlsruhe, 2005.
- [30] House of Representatives, Standing Committee on Industry and Resources: Australia's uranium. Greenhouse friendly fuel for an energy hungry world. Canberra, Australia, 2006.
- [31] van Leeuwen, J. W. S.; Smith, P.: Nuclear Power: The Energy Balance, 2005.
- [32] Hardegger, P.; Dones, R.: Ökologisches Profil von Nuklearsystemen. Paul Scherrer Institut, Villingen, Nuklearforum Schweiz, 2005.
- [33] Dones, R.; Röder, A.; Bauer, C.: Kohle, 20. Diskussionsforum Ökobilanzen. ETH Zürich, Session „Energie-träger, nicht erneuerbar“, 2003.
- [34] Kost, M.: Langfristige Energieverbrauchs- und CO₂-Reduktionspotenziale im Wohngebäudesektor der Schweiz. Eidgenössische Technische Hochschule Zürich, 2006.
- [35] Fritsche, M.: Treibhausgasemissionen und Vermeidungskosten der nuklearen, fossilen und erneuerbaren Strombereitstellung. Öko-Institut, Darmstadt, 2007.
- [36] Stretton, S.: Our Energy Future. Reaching our Goals with Nuclear. Energy Review, Consultation Response, Environmentalists for Nuclear Energy, 2006.
- [37] Lübbert, D.: CO₂-Bilanzen verschiedener Energieträger im Vergleich. Deutscher Bundestag, 2007.
- [38] Gürzenich, D.: Methodische Aspekte zu Kumulierten Energieaufwendungen und Emissionen bei Photovoltaikanlagen in der Europäischen Union. Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Ruhr-Universität Bochum, 2002.
- [39] Tryfonidou, R.: Energetische Analyse eines Offshore-Windparks unter Berücksichtigung der Netzintegration. Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Ruhr-Universität Bochum, 2006.
- [40] Hartmann, D.: Ganzheitliche Bilanzierung der Stromerzeugung aus regenerativen Energien. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, 2001.
- [41] Breyer, W.: Treibhausgase und Kernenergie. Areva NP GmbH, Erlangen, Argumente Mai 2007.