



Universität Stuttgart

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung

Prof. Dr.-Ing. A. Voß

IER

Institute of Energy Economics and the Rational Use of Energy · Institut d'Economie Energétique et d'Utilisation Rationnelle de l'Energie

Arbeitsbericht

CO₂-Emissionen der nuklearen Stromerzeugung

S. Wissel, O. Mayer-Spohn,
U. Fahl, A. Voß

Nr. 2

August 2007

Inhalt

1	Einleitung	1
2	Methodik und Datenübersicht	1
3	Ergebnisse	3
3.1	Basisprozesskette für Deutschland	3
3.2	Variationen	4
4	Einordnung der Ergebnisse	6
5	Zusammenfassung und Schlussfolgerung	8

1 Einleitung

In zunehmenden Maße und bestärkt durch die jüngsten Berichte des IPCC (Internationale Panel on Climate Change) fordern politische, gesellschaftliche und wissenschaftliche Institutionen international den Einsatz nuklearer Energie zur Reduktion der Treibhausgasemissionen. Insbesondere in Deutschland wird der Beitrag der Kernenergie zur Minderung der CO₂-Emissionen kontrovers diskutiert.

Weitgehend unstrittig ist dabei, dass die Stromerzeugung auf Basis der Kernenergie mit vergleichsweise geringen Stromerzeugungskosten verbunden ist [2, 13]. Auch bezüglich der CO₂-Emissionen, die dem gesamten Lebensweg der derzeitigen nuklearen Stromerzeugung zuzurechnen sind, weisen die vorliegenden Studien Werte in einem Bereich von 3 bis 15 g CO₂/kWh_{el} aus. Damit liegen die Life-Cycle CO₂-Emissionen der Kernenergie in einer Größenordnung von rund einem Prozent der Life-Cycle CO₂-Emissionen von Kohlekraftwerken [1, 16, 19].

In einigen neueren Publikationen [3, 10, 15] wird argumentiert, dass bei einer Ausweitung der Kernenergienutzung zukünftig mit deutlich höheren Life-Cycle CO₂-Emissionen des nuklearen Brennstoffkreislaufs zu rechnen ist, die das CO₂-Minderungspotenzial der Kernenergie erheblich reduzieren würden. Ein wesentlicher Grund dafür würde in den steigenden CO₂-Emissionen bei der Urangewinnung beim Übergang zu Natururanlagerstätten mit geringeren Uranerzkonzentrationen liegen.

Aufbauend auf den Arbeiten des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart zur ganzheitlichen Bilanzierung von Stromerzeugungstechnologien [9, 11, 12], wird im Folgenden der Frage nachgegangen, welche Auswirkungen Veränderungen im nuklearen Brennstoffkreislauf auf die Life Cycle CO₂-Emissionen der Stromerzeugung aus Kernenergie haben können.

Ziel des *Arbeitsberichtes* ist es, die CO₂-Emissionen, die sich aus der nuklearen Prozesskette ergeben, in einem höheren Detaillierungsgrad abzubilden und den Beitrag der verschiedenen Prozessschritte hinsichtlich der CO₂-Emissionen der nuklearen Stromerzeugung zu untersuchen. Hierbei werden unterschiedliche Rahmenbedingungen und Annahmen für die einzelnen Prozesse analysiert, die zukünftige Entwicklungen charakterisieren.

2 Methodik und Datenübersicht

Basis der im Folgenden erläuterten ganzheitlichen Bilanzierung von Stromerzeugungstechnologien ist eine reine Prozesskettenanalyse gemäß ISO 14040 ff. Der am IER im Rahmen der ganzheitlichen Bilanzierung ebenfalls zur Anwendung kommende Ansatz der Hybridbilanzierung wurde für diese Untersuchung nicht gewählt. Die reine Prozesskettenanalyse basiert auf einer Abbildung der Prozesskette, bei der eindeutig bestimmt ist, welchen Energie- und Materialverbrauch sowie welche Emissionen die einzelnen Prozesse aufweisen. Dies ist

besonders bei Stromerzeugungstechniken entscheidend, deren spezifische Emissionen sich hauptsächlich aus Infrastrukturaufwendungen beim Bau und der Entsorgung der Kraftwerksanlagen zusammensetzen.

Beschreibung der Basisprozesskette für Deutschland

Die nukleare Brennstoffbereitstellung kann vereinfacht in die Prozessschritte Uranabbau in der Mine, Uranaufbereitung, Konversion, Anreicherung und Brennelementfertigung untergliedert werden. Zusätzlich zur Brennstoffbereitstellung werden bei der nuklearen Stromerzeugung die Prozesse Kraftwerksbau, -betrieb und -rückbau sowie die Konditionierung abgebrannter Brennelemente und deren Endlagerung betrachtet. Für jeden dieser Prozessschritte werden Material- und Energiebedarf sowie die freigesetzten Emissionen ermittelt. Die Datengrundlage für die Bilanzierung nach ISO 14040 ff bilden zum einen die Datenbank von EcoInvent in der Version 1.2 [7] und zum anderen aus eigenen Berechnungen ermittelte Daten für die Urananreicherung sowie für den Abbrand der Brennelemente. Als Referenzminen zur Uranförderung dienen der Basisprozesskette für Deutschland eine Untertage mine mit einer durchschnittlichen Uranerzkonzentration von 0,172 % U₃O₈ und ein Tagebau mit einer durchschnittlichen Konzentration von 0,127 % U₃O₈. Beide Minen können zurzeit als Abbaustätten betrachtet werden, die eine durchschnittliche Uranerzkonzentration und einen durchschnittlichen Standard hinsichtlich der Förderungstechnologien aufweisen. Im Vergleich zu anderen Minen, in denen mehrere Rohstoffe in der Mine abgebaut werden, wird in diesen Minen ausschließlich Uran gefördert. Der Beitrag der Minentypen zur Brennstoffbereitstellung ist aus EcoInvent übernommen und beträgt 52 % für die Tagebauminen und 48 % für die Untertage mine.

Nicht berücksichtigt wird das in-situ Laugungsverfahren, das für Uranvorkommen in Sandsteinlagerstätten relevant ist. Seit einigen Jahren steigt der Anteil des in-situ Laugungsverfahrens an der weltweiten Uranproduktion an. Hauptförderländer der Laugungsförderung sind Kasachstan und Usbekistan. Beide Länder decken hauptsächlich die russische Urannachfrage. Im Gegensatz zum Uranabbau in Tagebau- und Untertagebauminen ist bei der in-situ Laugung mit geringeren Energieaufwendungen und somit kleineren spezifischen CO₂-Emissionen zu rechnen.

Für die nächsten Prozessschritte des nuklearen Brennstoffkreislaufs, die Uranaufbereitung und die Konversion, werden die Materialverluste mit jeweils 5 % angenommen. Für die Urananreicherung werden die Zentrifugen- und die Diffusionstechnologie bilanziert. Das Diffusionsverfahren beruht auf dem physikalischen Grundprinzip, dass die Isotope U-235 und U-238 wegen ihres Masseunterschiedes mit unterschiedlicher Geschwindigkeit durch eine Membrane diffundieren. Im Gegensatz zur Diffusionstechnologie ergibt sich bei der Zentrifugentechnologie der Energiebedarf nur durch die sehr geringen Lager- und Gasreibungen. Weiterhin sind für das Zentrifugenverfahren bedeutend weniger Trenneinheiten in Reihe zu

schalten. Die Diffusionstechnologie ist damit deutlich energieintensiver als die Zentrifugentechnologie und benötigt einen um rund den Faktor 50 höheren Einsatz an elektrischer Energie, was einen entscheidenden Beitrag zu den CO₂-Emissionen bei der nuklearen Brennstoffbereitstellung darstellt.

Für die deutsche Basisprozesskette wird die Trennarbeit zur Anreicherung zu 95 % aus Zentrifugenanlagen und zu 5 % aus Diffusionsanlagen bereitgestellt. Die benötigte Trennarbeit ergibt sich für die Anreicherung eines Brennelementes von 4,2 % bei einer Abreicherung des Tail-Stroms auf 0,3 %. In Abhängigkeit der Anreicherung des Brennelementes kann von einem durchschnittlichen Entladeabbrand von 53,51 MW_{dth}/kg Uran bei einem Gleichgewichtszyklus in einem Druckwasserreaktor (DWR) ausgegangen werden. Für die Bilanzierung der Aufbereitungs-, Konversions- und Anreicherungsanlage werden die Infrastrukturdaten der EcoInvent-Datenbank übernommen [4]. Für die Strombereitstellung in den einzelnen Prozessschritten der Brennstoffbereitstellungskette wird der europäische UCTE-Strommix zugrunde gelegt.

Die Daten zum Kraftwerksbau des verwendeten Druckwasserreaktors mit einer Leistung von 1.000 MW_{el} stammen ebenfalls aus der EcoInvent-Datenbank [4]. Für diesen Reaktor werden für die Basisprozesskette Deutschlands ein Netto-Wirkungsgrad von 31,5 % und eine Betriebszeit von 40 Jahren angenommen. Im Hinblick auf die Entsorgung der nuklearen Abfälle wird ausschließlich das Konzept der direkten Endlagerung betrachtet.

3 Ergebnisse

3.1 Basisprozesskette für Deutschland

Die über den gesamten Lebenszyklus bilanzierten und kumulierten CO₂-Emissionen für die beschriebene Basisprozesskette liegen bei 6,82 g CO₂ je erzeugter Kilowattstunde.

In Abbildung 3-1 ist dargestellt, wie sich die spezifischen CO₂-Emissionen der nuklearen Stromerzeugung auf die einzelnen Prozessschritte aufteilen. Für die betrachtete Basisprozesskette liefert die Bauphase des Kernkraftwerks den bedeutendsten Beitrag zu den spezifischen CO₂-Emissionen (2,00 g CO₂/kWh). Danach folgen die Prozessstufen des vorgelagerten Bereichs im nuklearen Brennstoffkreislauf: Uranaufbereitung (1,37 g CO₂/kWh), Konversion (1,18 g CO₂/kWh) und Urananreicherung (1,03 g CO₂/kWh). Der Einfluss des nachgelagerten Bereichs (Abbau DWR, Konditionierung und Endlagerung) auf die Entstehung von CO₂-Emissionen ist gering (0,69 g CO₂/kWh). Die für Deutschland betrachtete Basisprozesskette zeigt im Vergleich zu anderen internationalen Studien, die einen weit höheren Anteil der benötigten Trennarbeit aus Diffusionsanlagen beziehen, dass bedingt durch den fast ausschließlichen Einsatz der Zentrifugentechnologie (hier: 95 %) zur Anreicherung von Natururan erhebliche Mengen an CO₂ vermieden werden können.

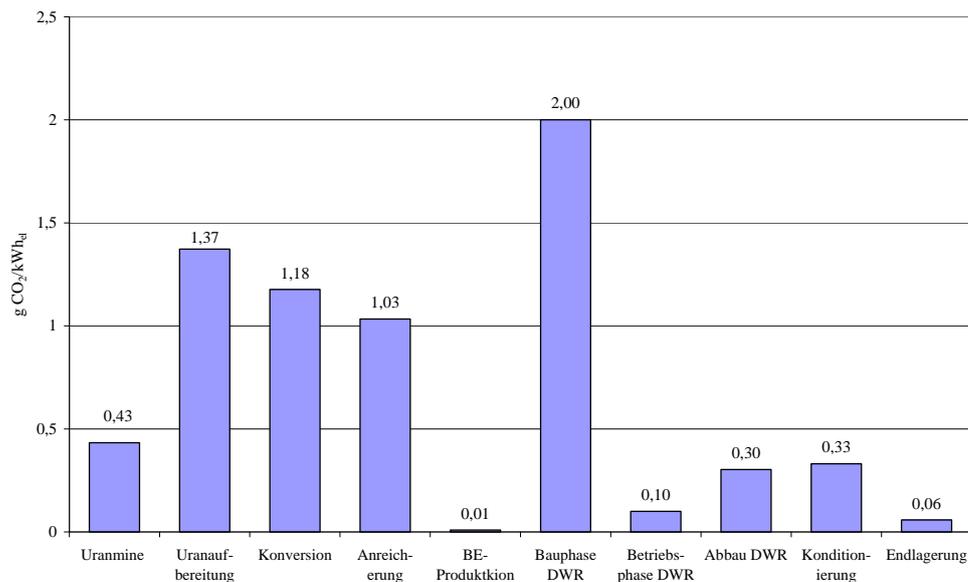


Abbildung 3-1: Beitrag der einzelnen Prozesse der nuklearen Stromerzeugung zu den spezifischen CO₂-Emissionen in der Basisprozesskette als Referenz für Deutschland

3.2 Variationen

Zur Durchführung von Sensitivitätsanalysen gegenüber der Basisprozesskette als Referenz (REF) werden verschiedene Variationen für den Brennstoffkreislauf analysiert. Ausgehend von der Basisprozesskette werden zahlreiche Parameter verändert und die damit verbundenen Auswirkungen auf die Ergebnisse der ganzheitlichen Bilanzierung ermittelt.

Folgende Parameter werden variiert:

- der Einsatz von Brennelementen mit unterschiedlichen Abbränden (A und B),
- die Betriebszeit des Kernkraftwerks (C),
- der Anteil der Anreicherungstechnologien Zentrifuge/Diffusion (D),
- die Uranerzkonzentration im Erz (E und F),
- der für die Bilanzierung der einzelnen Prozessschritte sowie für die Anreicherung angenommene Strommix (G).

In Abbildung 3-2 ist für die verschiedenen Variationen (A-G) die Höhe der kumulierten spezifischen CO₂-Emissionen im Vergleich zur Basisprozesskette Deutschland (REF) dargestellt.

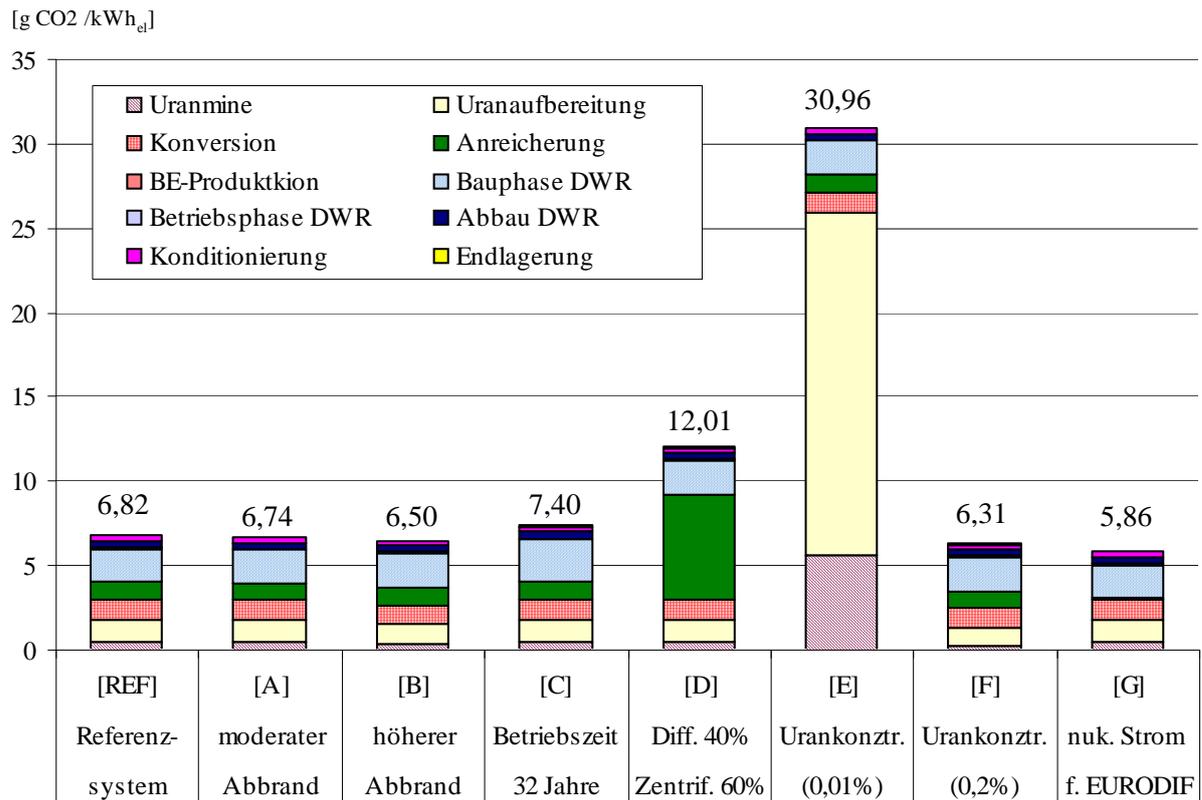


Abbildung 3-2: Entwicklung der CO₂-Emissionen in den verschiedenen Varianten A-G gegenüber der Basisprozesskette als Referenz für Deutschland REF

In der Variante A wird mit einem Abbrand von 48 MW_d_{th}/kg Uran gerechnet, dem durchschnittlichen Abbrand entladener Brennelemente aus Druckwasserreaktoren im Jahr 2006 (REF: 53,51 MW_d_{th}/kg Uran). Aufgrund der geringeren Anreicherung (3,8 %) des Urans reduziert sich der Trennarbeitsaufwand und damit sinken auch die Emissionen geringfügig (REF: 4,2 %).

Bei einer verbesserten Ausnutzung des Urans im Druckwasserreaktor (Variante B), mit einem Abbrand von 63,74 MW_d_{th}/kg Uran (REF: 53,51 MW_d_{th}/kg Uran), reduzieren sich die CO₂-Emissionen um ca. 5 % gegenüber der Basisprozesskette auf 6,50 g CO₂/kWh_{el}. Diese Verbesserung kommt durch eine Erhöhung der Anreicherung (4,8 % gegenüber 4,2 % bei REF) und einer Reduzierung des Tails-Assays (0,25 % gegenüber 0,30 % in REF) zustande.

In der Variante C wird gegenüber der technischen Auslegung von 40 Jahren die verkürzte Laufzeit der Kernkraftwerke von 32 Jahren – gemäß des Ausstiegsbeschlusses – angenommen. Im Gegensatz zu einer Betriebszeit von 40 Jahren erhöhen sich die spezifischen CO₂-Emissionen für den Bau und die Stilllegung des Reaktors um 25 %, so dass sich in der Summe Emissionen von 7,40 g CO₂/kWh_{el} ergeben.

Die Variante D zeigt den Einfluss, wenn 40 % der Trennarbeit zur Urananreicherung mit der Diffusionstechnologie und nur 60 % mit der Zentrifugentechnologie getätigt wird.

Der Anteil der Diffusionstechnologie an der Anreicherung beträgt damit 40 % gegenüber 5 % bei der Basisprozesskette. Die spezifischen Emissionen erhöhen sich auf einen Wert von rund 12 g CO₂/kWh_{el}.

Die beiden nächsten Säulen der Abbildung 3-2 (Variationen E und F) zeigen den Einfluss der Uranerzkonzentration auf die spezifischen CO₂-Emissionen (REF: 0,15 %). Zukünftige Lagerstätten werden Uranerzkonzentrationen im Bereich von 0,01 % bis 0,2 % haben, wobei zu erwarten ist, dass mehr Vorkommen mit geringeren Uranerzkonzentration erschlossen werden [8]. Jedoch werden auch noch in den nächsten Jahren Lagerstätten vorhanden sein, bei denen eine Uranerzkonzentration deutlich über 0,2 % liegt. Unter den heute bekannten Vorkommen erscheint die angenommene Uranerzkonzentration in der Mine von 0,01 % eine untere Grenze zu sein. Die geringe Uranerzkonzentration führt aufgrund der größeren Energieaufwendungen bei der Gewinnung und der Erzaufbereitung zu einem Anstieg der CO₂-Emissionen um 24 g CO₂/kWh_{el}. So entstehen bei einer Reduktion der Uranerzkonzentration auf 0,01 % für die Untertage- und Tagebaumine spezifische Emissionen von 30,96 g CO₂/kWh_{el}. Dies bedeutet eine Erhöhung der Emissionen um den Faktor vier bis fünf gegenüber der Basisprozesskette.

Die letzte Variation G befasst sich mit dem zugrunde gelegten Strommix zur Bereitstellung der elektrischen Energie der einzelnen Anlagen des Brennstoffkreislaufs. Für die Variante G wird für die 5 %-ige Anreicherung mit der Diffusionstechnologie eine vollständig nukleare Stromerzeugung angenommen. Dadurch reduzieren sich die spezifischen CO₂-Emissionen gegenüber der Basisprozesskette um knapp 1 g CO₂/kWh_{el} auf 5,86 g CO₂/kWh_{el}. Überträgt man diese Annahme der nuklear erzeugten Strombereitstellung auf die elektrische Versorgung aller Anlagen der Prozesskette, so reduzieren sich die spezifischen CO₂-Emissionen auf rund 5,5 g CO₂/kWh_{el}.

4 Einordnung der Ergebnisse

Die Ergebnisse für die Basisprozesskette und die Varianten A bis G haben gezeigt, dass bei einer ganzheitlichen Bilanzierung mittels einer reinen Prozesskettenanalyse die spezifischen CO₂-Emissionen der Kernenergie im Bereich von 6 bis 12 g CO₂/kWh_{el} liegen. Nur bei der restriktiven Annahme, die von einer hohen Energieintensität der Brennstoffaufbereitung sowie einer hohen CO₂-Intensität der vorgelagerten Prozessketten ausgeht, erhöhen sich die spezifischen CO₂-Emissionen für die nukleare Prozesskette auf 31 g CO₂/kWh_{el}.

Aus Tabelle 4.1 lässt sich erkennen, dass sich diese Ergebnisse für die Basisprozesskette und die Parametervariationen sehr gut in die Ergebnisse anderer LCA-Studien einordnen lassen, bei denen ebenfalls eine reine Prozesskettenanalyse nach ISO 14040 ff als Bilanzierungsmethode angewandt wurde. In [19] wird von einem Abbrand ausgegangen, der infolge des geringen Anreicherungsgrades sehr gering sein muss.

Tabelle 4.1: Ergebnisse vorliegender Studien mit Prozesskettenanalyse zu den CO₂-Emissionen der Kernenergie

Studie	Reaktorleistung	Betriebszeit	CO ₂	Anmerkung
	LWR- MW _{el}	Jahre	CO ₂ -äqui. je kWh _{el}	
[16]	1030	40	3,27	35 % der CO ₂ -Emissionen aus Mine/Laugung, Uranabbau: 42 % Tagebau (0,03 % U ₃ O ₈), 37 % Untertage (0,06 % U ₃ O ₈), 21 % ISL (Laugung), Anreicherung: 80 % Zentrifuge
[1]	625	40	5,05	36 % der CO ₂ -Emissionen aus Mine/Laugung, Anreicherung: 100 % Zentrifuge
[17]	1000	40	8,88	Schweizer Strommix, 47 % der CO ₂ -Emissionen Reaktor und 26 % Konversion/Aufbereitung, Anreicherung: 10 % Zentrifuge
[5]	1000	40	10,70	60 % der CO ₂ -Emissionen von der Anreicherung, deutscher Strommix mit dem Einsatz von MOX-Brennelementen, Anreicherung: 76 % Zentrifuge
[18]	1000	30	15,00	59 % der CO ₂ -Emissionen aus der Brennstoffaufbereitung, Mine 3%, Anreicherung nur 3 %, Anreicherung: 100 % Zentrifuge

Im Vergleich zu den am IER früher durchgeführten Bilanzierungs-Studien [11] mit 16,00 g CO₂/kWh_{el} bzw. 15,90 g CO₂/kWh_{el} [12] zeigt die vorliegende Analyse mit 6,82 g CO₂/kWh_{el} für Kernenergiestrom einen deutlich geringeren Wert auf. Dies ist damit zu erklären, dass für die vorliegende Abschätzung keine Hybridbilanzierung wie in [11] oder [12] durchgeführt wurde, sondern der Bilanzierungsansatz der reinen Prozesskettenanalyse nach ISO 14040 ff gewählt wurde. Grundsätzlich weist der Ansatz der Hybridbilanzierung höhere Bilanzierungsergebnisse bei Emissionen und Ressourcenverbrauch auf ([12, 5]). Das Ergebnis dieser Studie ordnet sich mit kumulierten, spezifischen CO₂-Emissionen von 6,82 g CO₂/kWh_{el} sehr gut in die Reihe der Resultate anderer LCA-Studien zu Kernenergiestrom ein, die im Zeitraum 2000 – 2006 ebenfalls unter Durchführung einer Prozesskettenanalyse erstellt worden sind. In [18] hat Weisser die Ergebnisse dieser Studien gesammelt und gegenüber gestellt. Die spezifischen CO₂-Emissionen der nuklearen Stromerzeugung in den untersuchten 15 Studien bewegen sich dabei zwischen etwa 4 und 26 g CO₂ / kWh_{el} und weisen im Mittel etwa 7,5 g CO₂ / kWh_{el} auf.

Für die Thematik ergeben sich weitere näher zu untersuchende Fragen, die zukünftig aufgegriffen werden sollten. Um die Sensitivität der Ergebnisse noch detaillierter abbilden zu können, wäre es sinnvoll, weitere Entwicklungen im Brennstoffkreislauf mit einzubeziehen. Mit dem in-situ Laugungsverfahren gewinnt eine Fördertechnologie seit einigen Jahren stärker an Bedeutung und trägt bereits heute nahezu 20 % an der weltweiten Uranproduktion bei. Zu diesem Förderverfahren gibt es jedoch noch keine Datenbasis für eine ganzheitliche Bilanzierung. Ein weiterer Aspekt bei den Ergebnissen der ganzheitlichen Bilanzierung des Uranabbaus in der Mine ist die angenommene Allokation der eingesetzten Material- und

Energieaufwendungen für den Rohstoff Uran, bei denen Uran nur als Bei- oder Nebenprodukt zu Gold oder Kupfer abgebaut wird. Dies betrifft etwa 10 % bis 15 % der Uranminen. Die aus dem Abbau in diesen Minen resultierenden Aufwendungen und Emissionen müssen anteilig auf die abgebauten Rohstoffe verteilt werden.

Ein weiterer wichtiger Parameter ist die Urananreicherung. Mit der in Zukunft zu erwartenden vollständigen Substitution der Diffusions- durch Zentrifugenanlagen lässt sich ein Vielfaches an der bereitzustellenden Energie für diesen Prozessschritt einsparen. Zu diesem Schluss kommt auch Weisser, der durch den vermehrten Einsatz der weniger energieintensiven Zentrifugentechnologie eine Verringerung der spezifischen CO₂-Emissionen prognostiziert [18]. Beeinflusst wird diese Reduktion jedoch durch die Wahl des für die Anreicherung verwendeten Strommixes.

Bei einer Berücksichtigung der Wiederaufarbeitung der abgebrannten Brennelemente für den rezyklierten Teil des eingesetzten Brennstoffs wird sich der Bedarf an Natururan verringern und somit auch die mit der Uranbereitstellung verbundenen CO₂-Emissionen. Ein Reduktionspotential von bis zu 20 % der gesamten spezifischen Emissionen der nuklearen Stromerzeugung ist mit einer geringeren CO₂-Intensität der Strombereitstellung für die einzelnen Prozessschritte entlang der Prozesskette möglich. Zudem werden sich die spezifischen CO₂-Emissionen des gesamten Brennstoffkreislaufs für die nukleare Stromerzeugung mit neuen Reaktoren (fortgeschrittene Leichtwasserreaktoren) reduzieren, da diese Reaktortypen einen höheren Wirkungsgrad und eine höhere Leistung gegenüber dem betrachteten Referenzreaktor aufweisen. Eine weitaus höhere Reduktion lässt sich mit Kernkraftwerken, die eine erhöhte Uranausnutzung haben, erzielen. Zur erheblichen Verbesserung der Brennstoffausnutzung können sowohl Hochkonverter als auch schnelle Brüter zum Einsatz kommen. Dabei ist die Ausnutzung des Urans in schnellen Reaktoren noch einmal um ein Vielfaches höher als beim Hochkonverter. In Brutreaktoren wird das in der Natur fast hundertmal häufigere nicht-spaltbare Uran-Isotop U-238 in den Spaltstoff Plutonium umgewandelt. Dadurch haben diese Reaktoren einen bis zu 60-fach geringeren Uranverbrauch, was zu erheblichen Reduzierungen der Energieaufwendungen im vorgelagerten Bereich der nuklearen Prozesskette führt.

5 Zusammenfassung und Schlussfolgerung

Mit den ermittelten Resultaten aus der Basisprozesskette und den durchgeführten Variationen wird aufgezeigt, dass für Deutschland die Uranerzkonzentration in der Mine und die Wahl des Anreicherungsverfahrens die Parameter mit dem größten Einfluss auf die spezifischen CO₂-Emissionen der Bereitstellung von Kernenergiestrom aus Leichtwasserreaktoren sind. Aus der Betrachtung einer reinen Prozesskettenanalyse ergibt sich ein typischer Wert für die CO₂-Emissionen der nuklearen Stromerzeugung in Deutschland von rund 7 g CO₂/kWh_{el}. Ein Anstieg ist durch zukünftig sinkende Uranerzkonzentrationen in den Minen zu erwarten. Dem

gegenüber steht die Reduktion durch eine effizientere Brennstoffausnutzung. Als nicht in dieser Studie einbezogenen Einflussfaktor gilt es in weiteren Betrachtungen zu berücksichtigen, in welchem Maß eine effizientere Nutzung von Uran in Leichtwasserreaktoren, Hochkonvertern und Schnellen Brütern die spezifischen CO₂-Emissionen des nuklearen Energiesystems reduziert.

Es bleibt jedoch zusammenfassend festzuhalten, dass die nukleare Stromerzeugung selbst bei einer ganzheitlichen Bilanzierung über die gesamte Prozesskette und des gesamten Lebensweges nur sehr geringe (minimale) spezifische CO₂-Emissionen, selbst bei Nutzung von Uranerzen mit niedriger Konzentration, aufweist. Auch im Vergleich zu fossilen Kraftwerken (mit und ohne CO₂-Abscheidung) betragen die spezifischen CO₂-Emissionen der Kernenergie nur einen Bruchteil der allein beim Kraftwerksbetrieb anfallenden spezifischen CO₂-Emissionen.

Literaturverzeichnis

- [1] AEA Technology, Environmental Product Declaration of electricity from Torness nuclear power station, British Energy, London, UK 2005
- [2] Blesl, M., Fahl, U., Kempe, S., Voß, A., Wirtschaftlichkeit neuer Stromerzeugungstechniken im Hinblick auf eine nachhaltige Entwicklung, in: EW - das Magazin für die Energiewirtschaft, Jg. 104, Heft 13, S. 32 ff, Juni 2005
- [3] Bossel, Ulf, Das Märchen vom CO₂-freien Atomstrom, Solarzeitalter - Politik, Kultur und Ökonomie Erneuerbarer Energien 1-2007, (ISSN-Nr. 0937-3802), EUROSOLAR e.V., Bonn, 2007
- [4] Dones, R. (Ed.) et al., Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz. Final report ecoinvent 2000 No. 6-VII (<http://www.ecoinvent.ch/>) , Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, Schweiz, 2003
- [5] Dones R., Faist, M., Frischknecht, R., Heck, T., Jungbluth, N., Life Cycle Inventories of Energy Systems: Results for Current Systems in Switzerland and other UCTE Countries, PSI und ESU-Services, Schweiz 2004
- [6] Dones R., Critical note on the estimation by Strom van Leeuwen J.W. and Smith P. of the energy uses and corresponding CO₂ emissions from the complete nuclear energy chain. Paul Scherrer Institut (PSI), Villigen 2007
- [7] EconInvent, Version 1.2, (<http://www.ecoinvent.ch/>), 2. Mai 2007
- [8] IAEA, Integrated Nuclear Fuel Cycle Information Systems, Database, (<http://www-nfcis.iaea.org/>), 4. Mai 2007
- [9] Mayer-Spohn O., Wissel S., Voß A., Fahl U., Blesl M., Lebenszyklusanalyse ausgewählter Stromerzeugungstechniken – Stand 2005 –, Arbeitspapier 1/2007, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Stuttgart 2005, aktualisiert Juli 2007
- [10] ISA, The University of Sidney; Life-Cycle Energy Balance and Greenhouse Gas Emissions of Nuclear Energy in Australia, Sydney, Australien 2006

-
- [11] Marheineke T. et al., Ganzheitliche Bilanzierung der Energie- und Stoffströme von Energieversorgungstechniken, Forschungsbericht, Band 74, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Stuttgart 2000
- [12] Marheineke T., Lebenszyklusanalyse fossiler, nuklearer und regenerativer Stromerzeugungstechnologien, Forschungsbericht, Band 87, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Stuttgart 2002
- [13] OECD, NEA, IEA, Projected Costs of Generating Electricity 2005 Update, Paris, Frankreich 2005
- [14] Rebitzer G., Loerincik Y., Jolliet O., Input-Output Life Cycle Assessment: From Theory to Applications. 16th Discussion Forum on Life Cycle Assessment. Lausanne, April 10, 2002, in: International Journal of Life Cycle Assessment 7 (3), S. 174-176
- [15] Storm van Leeuwen J.W., Smith P., Nuclear power – the energy balance (<http://www.stormsmith.nl/>), Chaam, Niederlande 2005
- [16] van de Vate J.F., Full-energy-chain analysis of greenhouse gas emissions: a comparison between nuclear power, hydropower, solar power and wind power, in: International Journal of Risk Assessment and Management 2002; 3(1), S. 59-74
- [17] Vattenfall, Certified Environmental Product Declaration of Electricity from Forsmark Kraftgroup AB, EPD S-P-00021, Vattenfall AB Generation Nordic Countries, Stockholm, Schweden 2005
- [18] Weisser, D.: A Guide to Life-cycle Greenhouse Gas (GHG) Emissions from Electric Supply Technologies. In ENERGY. Volume 32, pp. 1543-1559. 2007
- [19] White S.W et.al., Birth to death analysis of the energy payback ratio and CO₂ gas emission rates from coal, fission, wind and DT-fusion electrical power plants, Fusion Engineering and Design, UK 2000