

Kapitel 9

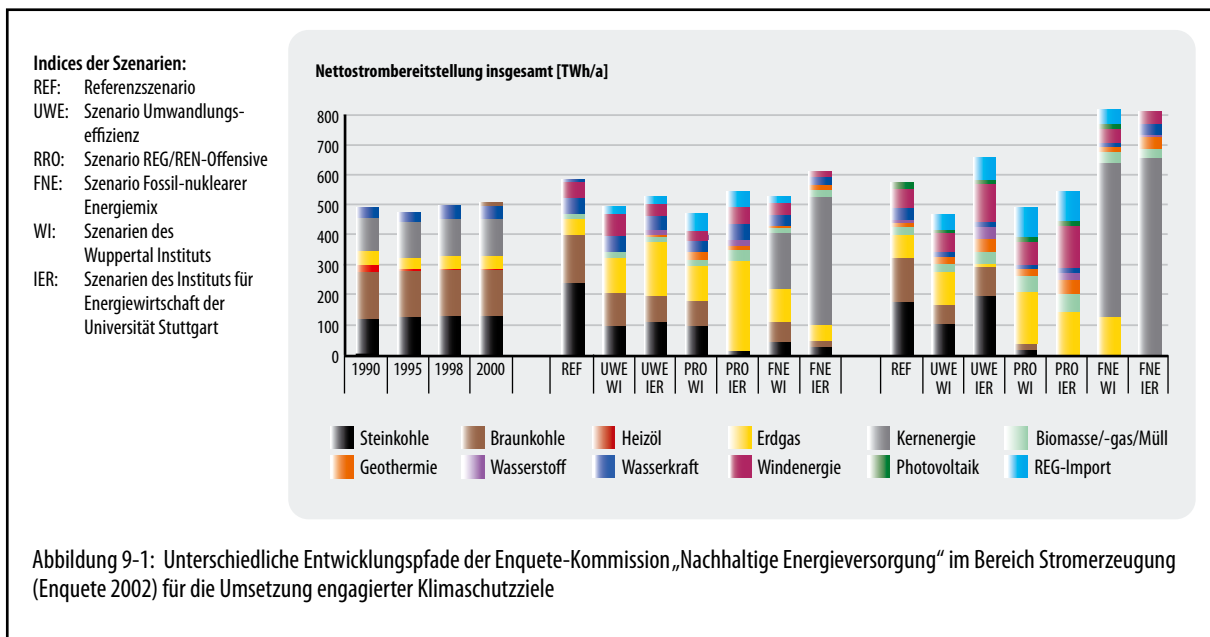
Kriterien für eine vergleichende Bewertung von CCS

Im Rahmen der Arbeiten wurde ein Kriterienkatalog erstellt, der eine systematische Bewertung verschiedener CCS-Technologien mit grundlegend anderen Technologiepfaden wie Energieeffizienz und regenerativen Energien ermöglicht. Diese Kriterien sind vielfältig und lassen sich nach folgenden Aspekten kategorisieren:

- **Ökologische Kriterien**
 - Umweltwirkungen gemäß Ökobilanz,
 - energetische Effizienz,
 - sonstige Umweltauswirkungen, ökologische Restriktionen und Folgen sowie Risiken (direkt und indirekt).
- **Ökonomische Kriterien**
 - Kosten

- Kompatibilität mit der bestehenden Struktur bzw. mit möglichen zukünftigen Entwicklungslinien,
- Kompatibilität mit anderen Klimaschutzstrategien (dezentrale Optionen),
- Auswirkungen auf Importabhängigkeit,
- Sicherheitspolitische Implikationen.

In den folgenden Kapiteln werden einige dieser Aspekte beispielhaft beleuchtet und weiter vertieft. Eine zusammenfassende kriterienbasierte Gegenüberstellung von CCS und potenziellen regenerativen Alternativen, für die ein ähnliches zeitliches Entwicklungsfenster zu erwarten ist, findet sich in Tabelle 9-1.



- **Energiewirtschaftliche und sonstige Kriterien**
 - Einsatzzeitfenster (mögliche Einsatzzeitpunkte) und Marktreife bzw. noch erforderliche F&E-Aufwendungen,
 - Kompatibilität mit dem Kraftwerksersatzbedarf,
 - Akzeptanz,
 - (Technologische) Impulse für den weltweiten Klimaschutz,
 - industriepolitische Chancen,
 - Übertragbarkeit auf Entwicklungsländer (im deutschen Rahmen nicht relevant),

Wie die bisherigen Analysen zeigen, steht CCS großtechnisch vermutlich erst ab etwa 2020 für den Einsatz im Kraftwerksbereich zur Verfügung. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, mit welchen Technologien CCS aus energiewirtschaftlicher und klimapolitischer Sicht konkurriert. Aus den Arbeiten der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ können aus dem dort durchgeführten konkurrierenden Gutachterverfahren drei unterschiedliche Pfade im Bereich Stromerzeugung für das Erreichen engagierter Klimaschutzziele bis zum Jahr 2050 abgeleitet werden:

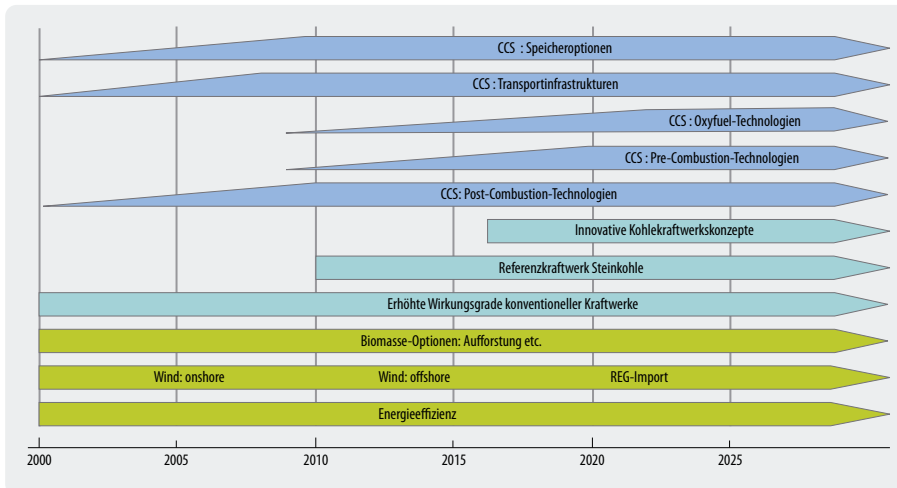


Abbildung 9-2: Klimaschutzoptionen und deren zeitliche Verfügbarkeit

1. Die großtechnische Umsetzung der CO₂-Abtrennung und Speicherung¹,
2. die Implementierung eines REG-Verbundsystems zwischen Westeuropa und dem nördlichen Afrika auf der Basis großtechnischer regenerativer Erzeugungsoptionen sowie die starke Nutzung dezentraler REG-Optionen, die weitgehende Ausschöpfung von Energieeffizienzpotenzialen und
3. eine Renaissance der Kernenergie.

Dabei handelt es sich um Schwerpunktstrategien, die außer Option 2 nicht allein die vorgegebene Treibhausgasreduzierung realisieren lassen (so ist in den Szenarien 1 und 3 ein weiterer Ausbau erneuerbarer Energien und eine zumindest teilweise Ausschöpfung der Energieeinsparpotenziale unterstellt), die aber doch einen ganz maßgeblichen Beitrag dazu leisten könnten.

Bei allen der oben aufgeführten Kriterien sind aus heutiger Sicht noch offene Fragen erkennbar, die einer möglichst zügigen Klärung bedürfen. Auch wenn sich die drei genannten Strategien zum Teil miteinander kombinieren lassen, scheint doch eine baldige Grundentscheidung unvermeidlich, in welche Richtung der Umbau des Energiesystems hauptsächlich erfolgen und damit der anstehende Kraftwerksersatzbedarf gesteuert werden soll. Geht man auch weiterhin von der derzeitigen Beschlusslage für die Kernenergie aus – was angesichts der nicht geänderten gesellschaftlichen Akzeptanz gerechtfertigt erscheint – so deutet sich bei zentralen Erzeugungsoptionen hauptsächlich eine „Konkurrenzsituation“ zwischen CCS und der großtechnischen Erzeugung von Strom aus regenerativen Energien an (inkl. Import aus dem Ausland).

Die nachfolgenden Kapitel beschäftigen sich vor diesem Hintergrund neben den zuvor genannten Kriterien vor allem auch mit folgenden Fragestellungen:

- Bis wann sind großtechnische Lösungen verfügbar?
- Wie passt das Technologieangebot (Entwicklungshorizont) auf der Zeitachse zusammen mit dem Kraftwerksneubaubedarf?
- Wie ist die ökonomische Konkurrenzfähigkeit gegenüber anderen Optionen einzuschätzen und wie ändert sich dieses Verhältnis ggf. auf der Zeitachse (z.B. im Zuge steigender fossiler Energieträgerpreise)?
- Welche Impulse können von einer Umsetzung auf die internationale Ebene ausgehen?

Vergleichbare Fragen stellen sich auch für die globale Ebene. Eine entsprechende Analyse wird im Vertiefungsteil in Kapitel 15 durchgeführt.

Abbildung 9-2 gibt einen zusammenfassenden Überblick über die mögliche zeitliche Verfügbarkeit verschiedener Technologien, die einen signifikanten Beitrag zum Klimaschutz leisten könnten. Mit Blick auf die erneuerbaren Energien, die im Rahmen dieser vergleichenden Untersuchung im Fokus stehen sollen, macht Abbildung 9-2 deutlich, dass auf zeitlicher Ebene vor allem eine maßgebliche Konkurrenzsituation zwischen CCS und der großtechnischen Erschließung der Offshore-Windenergie sowie dem Einstieg in REG-Importverbundsysteme (basierend u.a. auf solarthermischen Kraftwerken) besteht. Nachfolgende Kapitel beziehen sich daher vor allem auf einen Vergleich dieser Technologieoptionen.

¹ Für die CO₂-Abtrennung und Speicherung wurde am Ende des Betrachtungszeitraums im Jahr 2050 von einem jährlichen Umfang von 202 bis 260 Mio. t ausgegangen. Kumuliert betrachtet erreicht die zu speichernde Menge an CO₂ im Jahr 2050 eine Größenordnung von 2 020 bis 4 500 Mio. t (vgl. Enquete 2002).

Tabelle: 9-1 Darstellung der Bewertungskriterien für verschiedene Optionen der CO₂-Vermeidung

Kriterien	CCS	REG: Wind Offshore	REG-Import: Solarstrom aus Nordafrika
Energetische Effizienz	Sinkt im Vergleich zu konv. Stromerzeugung (20–30 % Wirkungsgradeinbuße)		Transportverluste (ca. 10 % auf 3.000 km bei HGÜ)
Kosten in ct_{EUR}/kWh	abhängig von Technologie (ca. 6–8 ct/kWh in 2020)	Ist: 6–10 ct/kWh, Zukunft: 4–6 ct/kWh	Ist: ca. 15 ct/kWh Zukunft: 5–10 ct/kWh
Umweltauswirkungen, ökologische Restriktionen und Folgen sowie Risiken (direkt und indirekt)	Eingriffe in Ökosysteme durch verstärkten Abbau von Energieträgern (insbes. Kohle), durch Trassenbau für CO ₂ -Pipelines; stärkere Umweltverschmutzung durch Steigerung der Energie- und CO ₂ -Transporte (Kohleschiffe, CO ₂ -Schiffe etc.); Umweltauswirkungen durch toxische Waschsubstanzen (z.B. MEA) bei Rauchgaswäsche	Störung benthischer Ökosysteme, evtl. Beirung von Walen durch Infraschall; Anthropozentrische Argumentation: Schaffung neuer Ökosysteme könnte auf Fischbestände positiv wirken (Hartsubstrate bilden neue Siedlungschancen für Muscheln etc.; beruhigte Zone in Windparks kann als Kinderstube für Meeresorganismen dienen; Fischereifreie Zone). Kabelleitung: Eingriff in benthische Fauna	Anlagenstandort: In Wüstengebieten Eingriffe in Ökosysteme (Bodenverschattung durch Kollektoren kann jedoch auch positive Auswirkungen haben) HGÜ: Eingriffe vergleichbar anderen Stromleitungen, vor allem Beeinflussung des Landschaftsbildes
Rohstoffeinsatz bzw. Materialverbrauch	Je nach Technologie. Erhöhter Energieverbrauch, erhöhter Materialeinsatz aufgrund Add-on-Charakter von Post-Combustion-Technologien. Ausweitung der Produktion fossiler Energieträger hat Auswirkungen auf Produktionsdynamiken (Verfügbarkeiten)	Keine Ressourcenbelastung während Betrieb. Materialverbrauch für Anlagenbau und Netzanbindung	Keine Ressourcenbelastung während Betrieb. Materialverbrauch für Anlagenbau und Netzanbindung
Einsatzzeitfenster (mögliche Einsatzzeitpunkte) und Marktreife bzw. noch erforderliche F&E-Aufwendungen	Frühestens 2020	Anlagen sind marktreif, es existieren bereits Offshore-Windparks; Probleme entstehen möglicherweise durch Finanzierungs- und teilw. Genehmigungsgengpässe. Keine Langzeiterfahrungen mit großen Offshore-Anlagen System- und Netzanbindung mit hohen Anforderungen verbunden	Anlagen (Solarthermische Kraftwerke) sind technologisch marktreif. Aufgrund erhöhter Gesteigungskosten und starker Subventionierung fossiler Energieträger in den Zielländern Finanzierung bisher schwierig (geringe Rendite im Vgl. zu konventionellen KW bei konservativer Einschätzung zukünftiger Brennstoffbeschaffungskosten). Planungen von HGÜ-Trassen dauern mehrere Jahre, deshalb Einsatzfähigkeit des Stromferntransports frühestens ab 2010 – 2015. Technologie könnte allerdings bereits früher eingesetzt werden, dann zur Versorgung der jeweiligen Staaten, in denen STK errichtet werden
Kompatibilität mit Kraftwerksersatzbedarf	Einsatz kommt zu spät für die erste Welle des Ersatzprogramms von KW (2020 ist ein großer Teil des alten Parks in Deutschland bereits ersetzt)	Könnte einen Teil des Ersatzbedarfs bereitstellen gemäß der Ausbaustrategie des BMU (25 GW bis 2020–2030)	Bei sofortiger Umsetzung könnten ggf. noch erste Anteile des Ersatzbedarfs durch REG-Stromimporte gedeckt werden
Potenziale und deren geografische Verteilung	Rohstoffpotenziale abhängig von geologischer Verfügbarkeit Produzierbarkeit im Zeitverlauf tolerierbaren Begleiteffekten (Umweltbelastung etc.) Einzelanalysen erforderlich (nach Lieferländern und Infrastrukturen) CO ₂ -Speicherpotenziale regional unterschiedlich vorhanden	25.000 MW	nach europäischen Maßstäben unbegrenzt Theoretisch notwendige Wüstenfläche zur kplt. Stromversorgung Deutschlands: 45 km ² Theoretisches Gesamtpotenzial in Maghreb-Staaten: Vielfaches des Weltstrombedarfs

Kriterien	CCS	REG: Wind Offshore	REG-Import: Solarstrom aus Nordafrika
Akzeptanz	Bisher unklar, wird u. a. von Argumentationsstrategie abhängen	Hoch (entgegen den Befürchtungen der Tourismusbranche auch in Ferienregionen)	Bisher unklar. Akzeptanz von REG aber sehr hoch; REG-Stromimport in der Gesellschaft wenig bekannt und thematisiert, Ggf. Akzeptanzprobleme beim HGÜ-Bau
Realisierbarkeit	Bisher bestehen noch strukturelle Unklarheiten bzgl. des Regulierungsrahmens (u.a. Einbindung in internationalen Emissionshandel) sowie rechtlicher Aspekte	Teilweise noch standortabhängige und infrastrukturelle Unklarheiten	Standortabhängige Unklarheiten.
a) Technische Herausforderungen	Im Rahmen des o. g. Zeitrahmens technisch realisierbar	Wird bereits umgesetzt. Erste Erfahrungsberichte zu technologischen Aspekten liegen vor, aber noch keine Langzeitstudien. Netzanbindung problematisch	Umsetzung von STK bereits seit 1980er-Jahren erfolgt (> 350 MW in USA), weiterer Ausbau in Umsetzung oder Planung (Spanien > 100 MW in Umsetzung, mehrere STK in N-Afrika in Planung)
b) Rechtlicher Rahmen	Rechtl. Status von CO ₂ noch nicht widerspruchsfrei geklärt: Einstufung von CO ₂ als Abfall würde Speicherung begrenzen	Genehmigungsverfahren laufen, Umsetzung erfolgt	Im Rahmen des o. g. Zeitfensters technisch realisierbar. Für spätere Erschließung weiterer Potenziale (Standorte ohne Kühlwasseranbindung) ist die Entwicklung von Trockenkühlung erforderlich
c) Weitere Aspekte	Tlw. Probleme zu erwarten bei: räumlich eingeeengten KW-Standorten (Abscheide-Einheit könnte nicht angebaut werden) Trassenlegung für CO ₂ -Pipeline schwierig zu bewerkstelligen in bevölkerungsreichen Regionen	Tlw. Konflikte mit Naturschutz (Kabellegung durch Schutzgebiete). Ansonsten kompatibel mit Regulierungsrahmen (Genehmigungen wurden bereits erteilt).	Offene Problemlage: Querung zahlreicher Länder. Aufgrund geringer Umweltprobleme sollten rechtliche und Regulierungsfragen von geringer Relevanz sein, Akzeptanz Netzinfrastruktur unklar
(Technologische) Impulse für den welt-weiten Klimaschutz	vorhanden	Verbreitungspotenzial auch für Entwicklungsländer ist hoch. Wartung von Anlagen tlw. anspruchsvoll	Großtechnische Einführung z. B. von STK eröffnet Chancen für den Einstieg in eine regenerative H ₂ -Wirtschaft. Weitere Impulse durch Kombination mit Meerwasserentsalzung oder sonst. Abwärmenutzung (z. B. solare Kälte und solare Prozesswärme)
Industriepolitische Chancen	D ist bisher kein Markt- bzw. Forschungsführer bei CCS, aber führend im konventionellen Kraftwerksbau. Technologieangebot wird voraussichtlich bei Großkonzernen bleiben (Siemens, Linde, Alstom etc.)	Bei Windkraft gehört D zu den Weltmarktführern (zusammen mit Dänemark). Starke mittelständische Betriebe sind entstanden; zunehmende Tendenz zur Marktkonzentration	Bei solarthermischen Kraftwerken gehören deutsche Unternehmen zu den Führern (zusammen mit Spanien und tlw. USA) Trassenlegung: z. B. Siemens
Übertragbarkeit auf Entwicklungsländer	Möglich. Fraglich ist, ob Technologien robust genug sind, um auch in Entwicklungsländern optimal zu funktionieren (evtl. geringer Ausbildungsstand von Technikern etc.)	Einbindung von Entwicklungsländern als Exportmärkte böte für deutsche Unternehmen große Chancen	Einbindung von Entwicklungsländern als Exportmärkte böte für deutsche Unternehmen große Chancen. Technologien sind vergleichbar mit konventionellen Kraftwerken (plus Kollektorfelder, deren Wartung und Betrieb relativ einfach handhabbar ist). Insbesondere in kombinierter Abwärmenutzung zur Meerwasserentsalzung sehr hohe Anwendungspotenziale in Entwicklungsländern

Kriterien	CCS	REG: Wind Offshore	REG-Import: Solarstrom aus Nordafrika
Kompatibilität mit der bestehenden Struktur (z.B. Lastwechselverhalten) bzw. möglichen zukünftigen Entwicklungslinien	Trotz steigender Erfahrungen und Steigerung der Anlagenzuverlässigkeit werden CCS-Technologien zu einer Inflexibilisierung des Stromsystems führen (läuft der zunehmenden Flexibilisierung durch Einbindung von REG entgegen). Ausnahme könnte IGCC mit Auskoppelung speicherbarer Gase sein	Wirft Herausforderungen auf bzgl. Netzausbau aus Richtung der Küsten zu den großen Verbrauchszentren. Nur bedingt grundlastfähig. Grundlastfähigkeit durch Speichertechnologien möglich (Speicherung als H ₂ oder andere Optionen; Einstieg in regenerative H ₂ -Wirtschaft strukturell möglich)	Durch Einsatz von Wärmespeichern Grundlastfähigkeit gegeben. Ohne Speicher: Zuführung mit Erdgas stellt Grundlastfähigkeit her. Gute Koinkidenz von Stromangebot und –nachfrage (Lastspitze durch Klimatisierungsbedarf in Zielländern ist bei starker Solarstrahlung besonders hoch)
Kompatibilität mit anderen Klimaschutzstrategien (dezentrale Optionen)	Als Option zentralisierter Erzeugung nur bedingt kompatibel mit dezentralisierter bzw. fluktuierender Erzeugung. Bestimmender Faktor wird die Regelbarkeit von CCS-KW sein	Als Option zentralisierter Erzeugung nur bedingt kompatibel mit dezentralisierter Erzeugung. Bestimmender Faktor wird die Regelbarkeit von Offshore-Windparks sein	Als Option zentralisierter Erzeugung nur bedingt kompatibel mit dezentralisierter Erzeugung. Bestimmender Faktor wird die Regelbarkeit von STK sein; hierbei müssten auch die lokalen Abnehmer vor Ort einbezogen werden
Auswirkungen auf Importabhängigkeit	Importabhängigkeit bei fossilen Energieträgern wird noch stärker steigen als dies ohnehin der Fall ist	Reduziert Importabhängigkeit je nach Ausbaugrad	Wird Importabhängigkeit nicht vollständig reduzieren, sondern von Primärenergieträgern (Kohle, Erdgas, ggf. Öl) auf Strom verlagern. Grad der Schwere der Abhängigkeit hängt von der Gestaltung neuer Kooperationsstypen ab.
Sicherheitspolitische Implikationen	Anfälligkeit des Energiesystems als Ganzes steigt. Pipelines und Schifffahrtsstraßen sind attraktive Ziele für terroristische Angriffe	E-System wird intrinsisch sicherer durch Nutzung zahlreicher kleiner Anlagen im Verbund als Windpark (wenige MW pro Anlage). Attraktivität für terroristische Angriffe gering	Anfälligkeit des Energiesystems als Ganzes steigt ggf.. HGÜ-Trassen könnten attraktive Ziele für terroristische Angriffe darstellen. Versorgungsunterbrechung: akut bei Beeinträchtigung der Trassen und der STK.
Verbleibende Aspekte		Ausfallrisiken durch Havarien	Grundsätzlich müsste eine Diskussion geführt werden, ob die HGÜ-Durchleitung bis nach D obligatorisch ist oder ob nicht eine einfache, vermaschte Einspeisung an den Grenzen des europäischen Netzes ausreichend ist (der infrastrukturelle Aufwand wäre erheblich geringer)

Kapitel 10

Ökobilanzen (Life Cycle Assessment) für ausgewählte CCS-Prozessketten

10.1 Methodische Vorgehensweise

10.1.1 Ziele der Ökobilanz

Für die ökologische Bewertung von ausgewählten Systemkonfigurationen (von Erdgas und Kohle zum „CO₂-armen“ Strom bzw. Wasserstoff) wird das Verfahren der Ökobilanzierung (Life Cycle Assessment, LCA) nach ISO 14040 ff. angewendet. In der Ökobilanz eines untersuchten Systems werden zunächst die Stoff- und Energieflüsse, die in dieses System hineingehen, dort umgewandelt werden und es auf veränderte Art wieder verlassen, gegenüber gestellt (Input-Output-Bilanz, Sachbilanz). So betrachtet eine Produkt-Ökobilanz alle Stoff- und Energieflüsse, die ein einzelnes Produkt verursacht, angefangen von der Förderung und Verarbeitung der Rohstoffe über die Herstellung, den Gebrauch und die Entsorgung des Produktes („cradle-to-grave“-Ansatz, „von der Wiege bis zur Bahre“). In einem nächsten Schritt werden die Umweltwirkungen berechnet, die die bilanzierten Stoffströme verursachen. Hierbei müssen „Ströme unterschiedlicher Stoffe in unterschiedlichen Umweltmedien mit unterschiedlichen Umweltwirkungen gegeneinander abgewogen, aggregiert oder allgemeiner bewertet werden“ (Schmidt und Häuslein 1997). Eine Umweltwirkungskategorie ist beispielsweise der Treibhauseffekt, zu dem die Luftemissionen CO₂, Methan und N₂O in unterschiedlicher Höhe beitragen. Im folgenden werden Ökobilanzen für die verschiedenen Pfade der Stromproduktion und der Wasserstoffherstellung erstellt und ihre Wirkung auf die Umwelt untersucht.

Zur Erstellung der Sachbilanz (inventory analysis) werden die einzelnen Prozessketten mittels der Ökobilanzierungssoftware Umberto® (IFEU und IFU 2005) modelliert. Die Erstellung der Ökobilanzen wird mit folgenden Zielen verfolgt:

- Zunächst werden für die verschiedenen Pfade der CO₂-Abscheidung und -Speicherung Einzelanalysen erstellt. Damit ist es möglich, diejenigen Anlagenteile bzw. Lebenswegphasen zu identifizieren, die signifikant zum Gesamtergebnis beitragen. Da sich einige Techniken zudem noch im Entwicklungsstadium befinden, können hiermit Hinweise gegeben werden, wie die Anlagen aus Umweltsicht optimiert werden könnten.

- In einem zweiten Schritt werden die jeweiligen Pfade der CO₂-Abscheidung und -Speicherung untereinander verglichen, um die Vor- und Nachteile der jeweiligen Technologien herauszuarbeiten.
- Schließlich werden die Pfade der Strom- und Wasserstoffherzeugung aus Erneuerbaren Energien gegenübergestellt, um die Unterschiede zwischen Klimaschutz durch fossile und erneuerbare Energien herausarbeiten zu können.

Die Ökobilanzierung erfolgt in mehreren Schritten:

- Im ersten Schritt wird ausgewertet, welche Ökobilanzen es von Teilen der betrachteten Pfade bereits gibt.
- Danach wird die konkrete zu bilanzierende Anlage inkl. der Datenherkunft beschrieben.
- Die Ökobilanz wird in Anlehnung an die ISO-Normen 14040 ff. erstellt (siehe z.B. Guinée 2002), wobei die Verfahrensschritte verkürzt werden („Screening-Ökobilanz“). Im Unterschied zu herkömmlichen Studien, in denen bestehende Systeme bilanziert werden, werden hier zukünftige, noch nicht auf dem Markt befindliche Anlagen betrachtet und bilanziert. Hierzu werden zentrale Parameter ausgewählt und auf die zukünftige Situation verändert, z.B. die Änderung der Kraftwerks-Nutzungsgrade von heute auf 2020. Solch eine „prospective LCA“ kann daher nicht als detaillierte Ökobilanz zukünftiger Systeme betrachtet werden, gibt jedoch zumindest eine Tendenz wieder.
- Die Stoff- und Energieflüsse werden mittels der Methodik der Stoffstromnetze modelliert, die in Umberto implementiert ist, und sind die Grundlage für die Sach- und Wirkungsbilanz. Die Wirkungsbilanz wird mit Hilfe des UBA-Verfahrens¹ der Wirkungskategorien erstellt, das ebenfalls in Umberto implementiert ist. Als Ergebnis liegen „komplette“ Ökobilanzen (einschließlich Umweltwirkungsanalysen) für CCS-Strom bzw. -Wasserstoff vor.
- Die Ergebnisse der Wirkungsbilanz werden nach den verschiedenen Lebenswegphasen und nach einzelnen Bauteilen getrennt ausgewiesen, um detaillierte weitere Analysen zu ermöglichen.

1 UBA: Umweltbundesamt

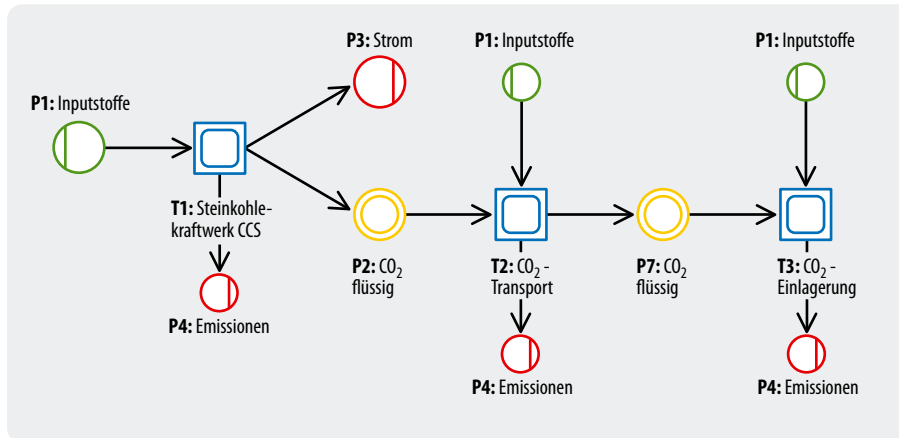


Abbildung 10-1:
Modell eines „CO₂-freien“
Steinkohlekraftwerks in der
Notation von Umberto®

10.1.2 Methodik der Stoffstromnetze

Die Ökobilanzierungssoftware Umberto® nutzt zur Erstellung von Ökobilanzen die Methodik der Stoffstromnetze, die dafür einen besonders flexiblen und leistungsfähigen Ansatz darstellen. Sie sind geeignet, für einen interessierenden Ausschnitt eines realen Systems Stoff- und Energieströme, die zwischen Systemelementen (z.B. innerhalb eines Produktionsprozesses oder eines Kraftwerks) bestehen, modellhaft nachzubilden. Dabei können sowohl Produkte (unterschieden in Vorketten, Produktion, Nutzung und Entsorgung) als auch Dienstleistungen (z.B. der Transport des CO₂) betrachtet werden. Die entsprechenden Input- und Outputströme bilden dann die Grundlage für die Aufstellung von Ökobilanzen. Abbildung 10-1 zeigt das im folgenden verwendete Grundmodell zur Bilanzierung von Techniken der CO₂-Abscheidung und -Speicherung am Beispiel eines Steinkohlekraftwerks.

Stoffstromnetze bestehen aus drei Elementen: Transitionen, Stellen und Flüsse. *Transitionen* (dargestellt als Quadrate) geben Material- und Energieprozesse wie-

der (z.B. *T1:Kohlekraftwerk* oder *T3:CO₂-Einlagerung* in Abbildung 10-1). Sie spielen eine zentrale Rolle in den Stoffstromnetzen, da von den in ihnen dargestellten Umwandlungsprozessen alle Stoff- und Energieflüsse abhängen. Ein weiteres Grundelement eines Stoffstromnetzes sind die *Stellen*, dargestellt als Kreise (z.B. *P1:Kohle*, *P3:Strom*). Stellen trennen die Transitionen voneinander ab und ermöglichen damit die Analyse einzelner Transition. *Flüsse* zeigen schließlich auf, welchen Weg Materialien und Energie zwischen Transitionen und Stellen nehmen. (Möller et al. 2001)

Das oben dargestellte Modell zur CO₂-Sequestrierung zeigt den Weg der Stoffflüsse von der Input- zur Outputseite auf: Aus einer bestimmten Menge Steinkohle wird in der Transition *T1:Kohlekraftwerk* Strom hergestellt und dabei CO₂ abgeschieden. Der Output wird in die Stellen *P3:Strom* und *P2:CO₂,flüssig* geleitet. Zusätzlich zum Input an Steinkohle sind jedoch weitere Inputflüsse in die Transition *T1* dargestellt. Sie stellen die „Infrastruktur“, also die Herstellung der Kraftwerkstechnik sowie der Anlagen zur CO₂-Abscheidung und -Verdichtung und verwendete Betriebsmittel dar. Die

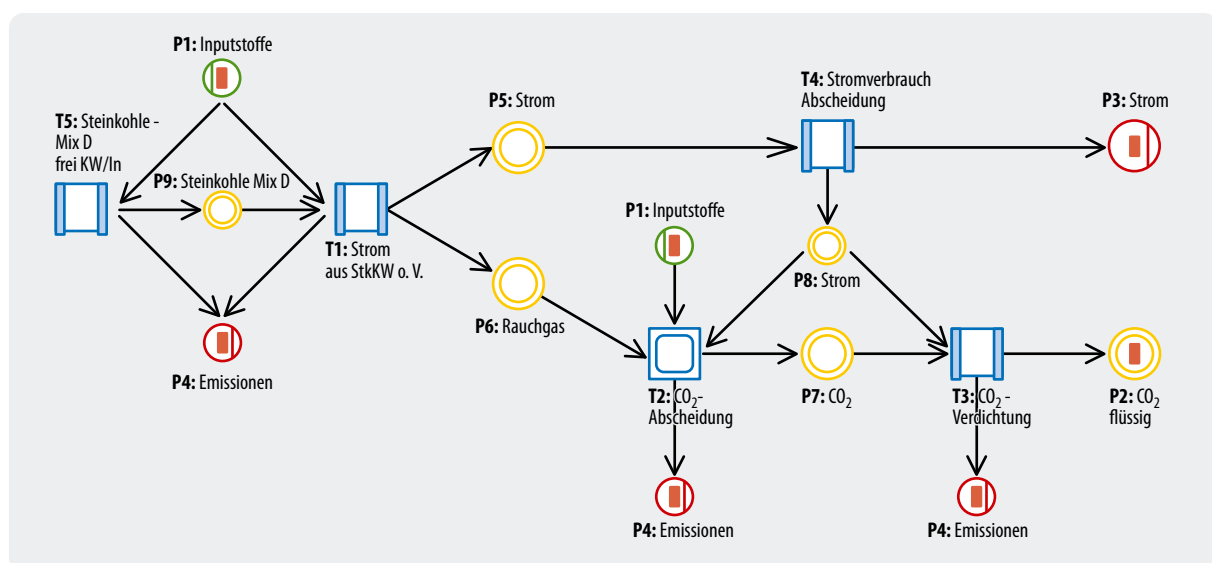


Abbildung 10-2: Zweite Netzwerkebene mit Subnetz T1 (Modellierung des Kohlekraftwerks inkl. CO₂-Abscheidung)

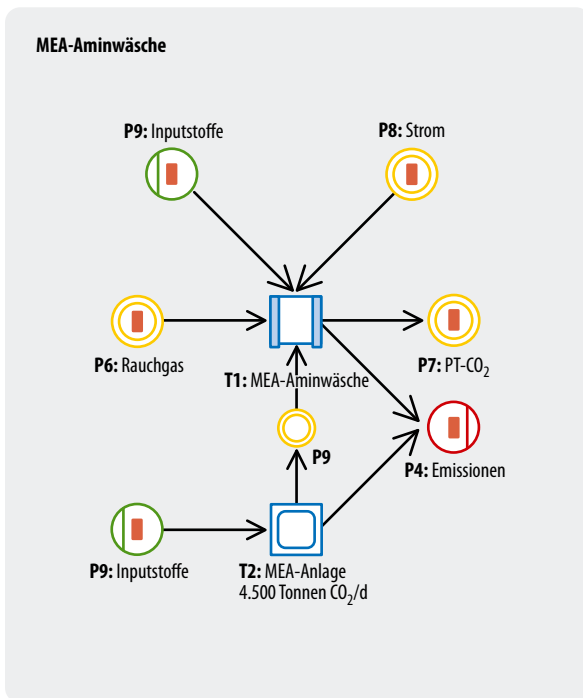


Abbildung 10-3: Dritte Netzwerkebene mit Subnetz T2 (CO₂-Abscheidung)

benötigten Inputs werden dabei Stelle *P10:Materialien* entnommen; die Emissionen werden in die Stelle *P4:Emissionen* geleitet.

Das flüssige CO₂ wird schließlich über die Transition *T2:CO₂-Transport* zur Endlagerstätte transportiert und dort mittels *T3:CO₂-Einlagerung* gelagert. Auch bei diesen Transitionen gehen weitere Inputmaterialien und Energie (beispielsweise zur Herstellung der Pipeline) mit ein, und es entstehen Emissionen aus den jeweiligen Prozessen.

Die Transitionen mit doppeltem Rand stellen eine weitere Charakteristik von Stoffstromnetzen dar: Jede Transition kann wiederum als eine Verallgemeinerung eines weiteren, detaillierteren Stoffstromnetzes (eines so genannten *Subnetzes*) fungieren. Auf diese Weise kann eine hierarchische Struktur von beliebig ineinander verschachtelten Netzen entstehen. Die Abbildung 10-2 zeigt beispielsweise die Verfeinerung der Transition *T1:Kohlekraftwerk*.

In der Transition *T1:KW_StK_D* findet die eigentliche Kohleverstromung mit einem Mix aus deutschen Kraftwerken statt. Das dabei entstehende Rauchgas wird in die Stelle *P6:Rauchgas* geleitet und gelangt zur Transition *T2:CO₂-Abscheidung*. Nach der Transition *T3:CO₂-Verdichtung* verlässt das nun verflüssigte Kohlendioxid das Subnetz und wird im Stoffstromnetz der Ebene 1 weiter betrachtet. Der Netto-Output an Strom (Stelle *P3*) ergibt sich schließlich durch den im Kraftwerk hergestellten Strom (Stelle *P5*) abzüglich des für CO₂-Abscheidung und -Verdichtung über die Stelle *P8* verbrauchten Stroms.

Im Subnetz T2 werden auf der dritten Ebene schließlich die konkreten Abscheidetechniken für die Post-Combustion eingebaut. Abbildung 10-3 zeigt den Aufbau des Subnetzes anhand der MEA-Aminwäsche. Ebenso wie dieses Subnetz werden weitere Subnetze zur Modellierung des Transports und der Einlagerung des abgetrennten Kohlendioxids angelegt.

10.1.3 Rahmen und Annahmen zur Durchführung der Ökobilanz

Gegenstand der Modellierung

Für die *Stromerzeugung* werden die Umweltwirkungen folgender Pfade untersucht (siehe Tabelle 10-1). Sie beinhalten auf der fossilen Seite die drei Abscheidetechniken Post-Combustion (beim Braun- und Steinkohle-Dampfkraftwerk sowie beim Erdgas-GuD), Pre-Combustion (Steinkohle-IGCC-Kraftwerk) und Sauerstoff-Verbrennung (Oxyfuel-Steinkohlekraftwerk). Als Standort der Kraftwerke wird das Ruhrgebiet gewählt, als Speicherstätte ein (beliebiges) leeres Gasfeld in Norddeutschland in 300 km Entfernung von den Kraftwerken.

Auf regenerativer Seite wird zum Vergleich die Stromerzeugung aus solarthermischen Kraftwerken (Standort Algerien) und aus Windkraftanlagen (Standort Nordsee) modelliert. Um den gleichen Referenzstandort wie bei den fossilen Anlagen zu verwenden, wird der Strom mittels Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) bis zum Ruhrgebiet transportiert. Die HGÜ-Leitungen werden ebenfalls modelliert. Abbildung 10-4 zeigt die mit den Konfigurationen verbundenen Bilanzierungsschritte.

Tabelle 10-1: Ausgewählte Systemkonfigurationen zur Stromerzeugung

Pfadname	Kraftwerk	Abscheidetechnik	Standort
CO ₂ -armer Strom mittels fossiler Kraftwerke einschließlich CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung			
EL_CCS_1_STK	Steinkohle-Dampfkraftwerk	Post-Combustion (MEA-Wäsche)	Ruhrgebiet
EL_CCS_2_NG	Erdgas-GuD	Post-Combustion (MEA-Wäsche)	Ruhrgebiet
EL_CCS_3_OXY	Oxyfuel-Steinkohlekraftwerk	Oxyfuel-Combustion	Ruhrgebiet
EL_CCS_4_IGCC	Steinkohle-IGCC-Kraftwerk	Pre-Combustion (Rectisol-Wäsche)	Ruhrgebiet
EL_CCS_5_BRK	Braunkohle-Dampfkraftwerk	Post-Combustion (MEA-Wäsche)	Ruhrgebiet
CO ₂ -freier Strom durch Erneuerbare Energien			
EL_REG_1_SEGS	Solarthermie Typ SEGS	–	Algerien + HGÜ bis Ruhrgebiet ^{a)}
EL_REG_2_Wind	Wind-offshore	–	Nordsee + HGÜ bis Ruhrgebiet

^{a)} HGÜ = Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

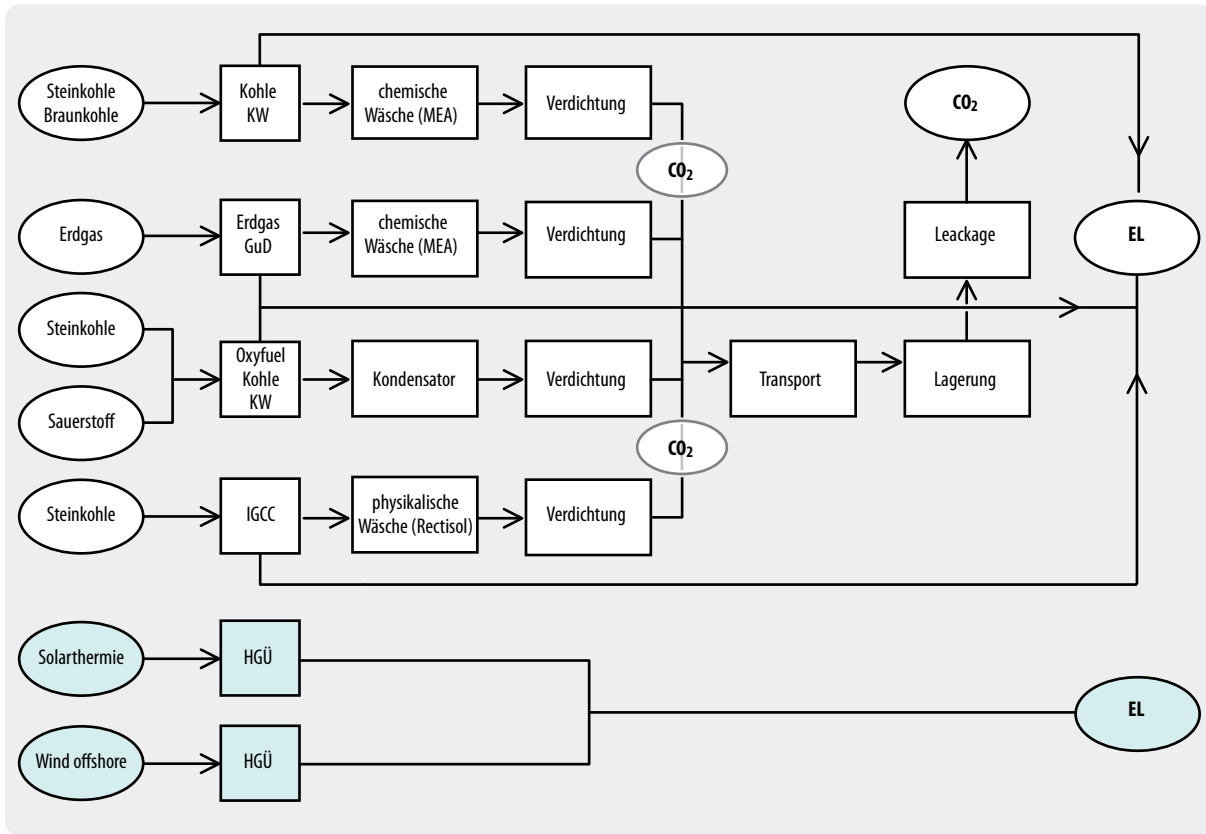


Abbildung 10-4: Bilanzierungsschritte der Systemkonfigurationen zur Stromerzeugung

Für die Wasserstoffherzeugung werden die Umweltwirkungen der in Tabelle 10-2 gezeigten Pfade untersucht. Sie beinhalten auf der fossilen Seite die Dampfreformierung aus Erdgas sowie die Kohlevergasung, die derzeit weltweit mit 33 Prozent bzw. 10 Prozent zur großtechnischen Wasserstoffherzeugung beitragen (von den

restlichen Mengen entfallen 53 Prozent auf die partielle Oxidation aus Erdöl und 4 Prozent auf die Elektrolyse). Als Standort der Anlagen wird wiederum das Ruhrgebiet gewählt.

Die regenerative Wasserstoffherzeugung wird über die Elektrolyse modelliert, die – wie bei der Stromerzeugung – mit Strom aus solarthermischen Kraftwerken in Algerien und aus offshore-Windkraftwerken in der Nordsee gespeist wird. Standort der Elektrolyse ist das Ruhrgebiet, zur Stromübertragung kommen wiederum HGÜ-Leitungen zum Einsatz.

Tabelle 10-2: Ausgewählte Systemkonfigurationen zur Wasserstoffherzeugung

Pfadname	Kraftwerk	Abscheidetechnik	Standort
CO₂-armer Wasserstoff mittels fossiler Brennstoffe einschließlich CO₂-Abscheidung und -Speicherung			
H2_CCS_1_NG	Dampfreformierung (Erdgas)	Chemische Wäsche (MEA)	Ruhrgebiet
H2_CCS_2_STK	Kohlevergasung	Physikalische Wäsche (Rectisol)	Ruhrgebiet
CO₂-freier Wasserstoff aus Erneuerbaren Energien			
H2_REG_1_SEGS	Elektrolyse (Solarthermie)	–	Algerien + HGÜ bis Ruhrgebiet ^{a)}
H2_REG_2_Wind	Elektrolyse (Wind-offshore)	–	Nordsee + HGÜ bis Ruhrgebiet

^{a)} HGÜ = Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

Nachfolgende Abbildung 10-5 zeigt die mit diesen Konfigurationen verbundenen Bilanzierungsschritte.

Funktionelle Einheit

Die funktionelle Einheit beträgt 1 kWh_{el} frei Kraftwerk für die Stromerzeugung bzw. 1 kWh_{th} frei Synthesanlage für die Wasserstoff-Herstellung. Diese Systemgrenzen wurden bewusst gewählt, da die Stromverteilung durch erhebliche Datenunsicherheit gekennzeichnet ist und für Wasserstoffverteilung bisher keine Infrastruktur besteht.

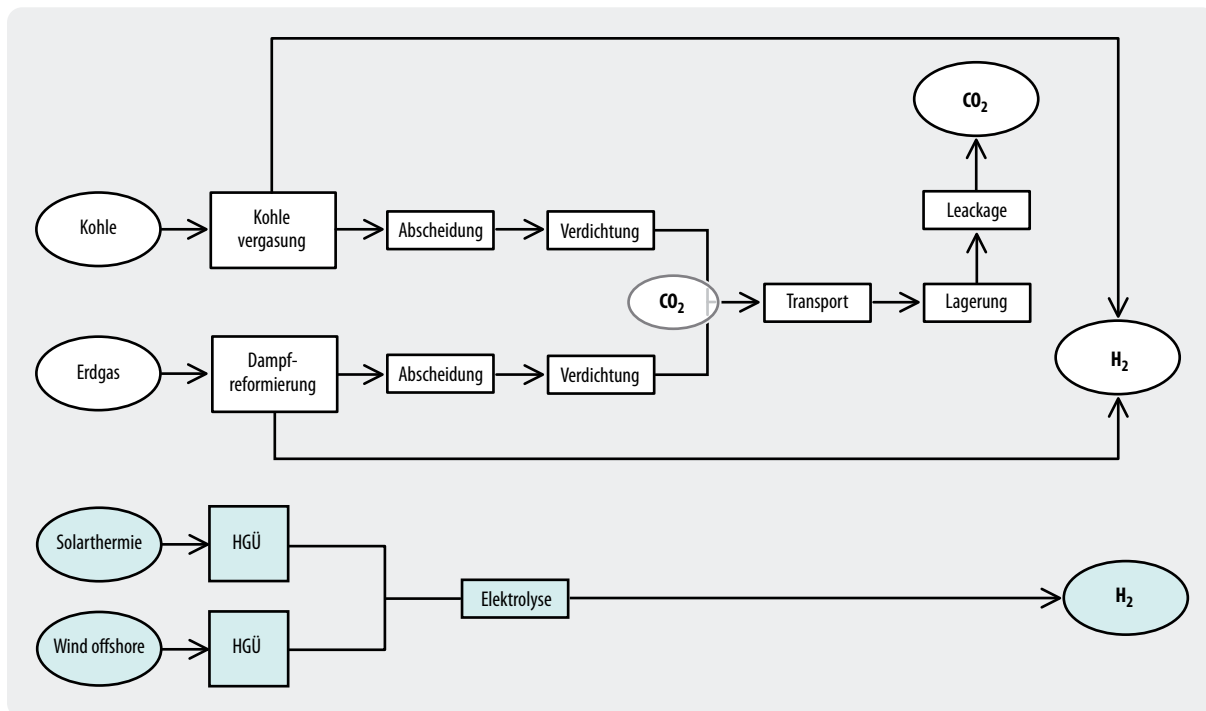


Abbildung 10-5: Bilanzierungsschritte der Systemkonfigurationen zur Wasserstoffherzeugung

Bezugsraum und -zeitraum

Bezugsraum ist Deutschland, d.h. es werden Ökobilanzmodule verwendet, die Techniken in Deutschland bzw. im europäischen Raum abdecken.

Da derzeit für die Pfade der CO₂-Sequestrierung nur Pilotprojekte bestehen und Abscheidetechniken für den Einsatz in Großkraftwerken erst noch entwickelt werden müssen, wird innerhalb des Projektes das Jahr 2020 als Referenzjahr betrachtet. Dieses Jahr wird auch als Bezugszeitraum für die Ökobilanzen ausgewählt. Von den wichtigsten Prozessen wie Strommix, Stahlherstellung oder Aluminiumproduktion existieren bereits auf 2010 fortgeschriebene Ökobilanzmodule, so dass eine „dynamische“ Bilanzierung durchgeführt werden kann. Dies bedeutet, dass die Herstellung der Produkte nicht nach dem jetzigen „Stand der Technik“ bilanziert wird, sondern näherungsweise Produktionsbedingungen im Jahr 2010 angenommen werden. Dies betrifft z.B. einen veränderten Strommix oder erhöhte Recyclingraten der Stahl- oder Aluminiumherstellung.

Bilanzierungsumfang und -tiefe

Die *Systemgrenze* der Bilanzierung umfasst die Exploration, Förderung, Aufbereitung und den Transport der Brennstoffe bis zum Kraftwerk (insbesondere für Kohle und Erdgas) einschließlich der Bereitstellung der hierzu erforderlichen Infrastruktur (Pipelines, Bauwerke usw.), die Herstellung der Kraftwerke und Anlagen inklusive der Bereitstellung der erforderlichen Materialien sowie

den Energie- und Betriebsmitteleinsatz und die entstehenden Emissionen beim Betrieb und der Entsorgung. Bei Herstellung und Betrieb wird insbesondere bei den Varianten der Rauchgas-De karbonisierung zwischen herkömmlichem Kraftwerk und nachgeschalteten Abtrennungstechniken unterschieden.

Recycling wird im Sinne der ISO 14 041 bilanziert, d.h. es wird angenommen, dass das zu rezyklierende Material die Verwendung von primärem Material zu einem gewissen Prozentsatz („Recycling-Anteil“) ersetzen kann („closed loop-Ansatz“). Auf der Inputseite wird also ein Mix aus Primär- und Sekundärmaterialien verbucht. Für folgende Prozesse werden Recycling-Anteile angenommen: Stahl 2010 (46 Prozent), Aluminium 2010 (85 Prozent) und Kupfer (80 Prozent).

Wirkungskategorien und Bilanzparameter

Zur Bewertung der Sachbilanz wird die nach ISO 14 042 vorgeschriebene Vorgehensweise der Wirkungskategorien verwendet. Als konkrete Ausgestaltung wird das „UBA-Verfahren“ ausgewählt. Das Verfahren ist vom Umweltbundesamt (UBA) entwickelt worden (UBA 1995, UBA 1999) und unter dem Namen „UBA-Methode“ in Umberto® implementiert. Die Auswahl der Sachbilanzparameter (Tabelle 10-3) orientiert sich an den betrachteten Wirkungskategorien (Pehnt 2002).

Normierung

Um die Verbesserung durch den Einsatz von Erneuerbaren Energien und der Nutzung von CO₂-Abscheidung und -Speicherung beurteilen zu können, werden die betrachteten Ökobilanzergebnisse mit konventionellen Konkurrenzsystemen verglichen. Hierfür werden je nach betrachtetem Szenario eine Referenz-Stromerzeugung und eine gängige Art der Wasserstofferzeugung ausgewählt und mit den gleichen Wirkungskategorien bewertet.

10.1.4 Datenherkunft und -qualität

Voraussetzung für die Durchführung einer LCA sind die jeweiligen Eingabedaten für die einzelnen betrachteten Prozesse, d.h. es werden die Stoff- und Energieverbräuche benötigt, die bei der Produktion, dem Betrieb und der Entsorgung der jeweiligen Kraftwerke bzw. Anlagen anfallen. Je nach Datenlage und Notwendigkeit kann dabei in verschiedenen Ebenen detailliert werden. Die Daten werden aus verschiedenen Quellen herangezogen. Die rechte Spalte in Tabelle 10-4 gibt an, welche Ökobilanzen aus Literaturdaten oder eigener Modellierung komplett neu erstellt werden mussten. Die vorhandenen Ökobilanzen wurden auf die entsprechende Situation der CO₂-Abscheidung angepasst.

Grundsätzlich ist die Abschätzung umweltrelevanter Daten für regenerative Energiesysteme mit Unsicherheiten verbunden. Dabei bestehen allgemein folgende Qualitätsgradienten (Pehnt 2002):

- Energieverbrauchsdaten und Faktoren für verbrauchsabhängige Emissionen (insbesondere CO₂) sind belastbarer als Faktoren für verbrauchsunabhängige Emissionen;
- Faktoren für Emissionen aus der Herstellung der Infrastruktur sind weniger belastbar als etwaige Emissionen des Betriebes;
- Daten für die Infrastruktur der eigentlichen Kraftwerke sind belastbarer als die Daten der Infrastruktur vorgelagerter Energieketten (beispielsweise Erdgas-Bereitstellung);
- Daten für die Infrastruktur erneuerbarer Energiesysteme sind – da sie die oftmals einzigen Umweltwirkungen bedingen – belastbarer als für die Infrastruktur der fossilen Vergleichssysteme;
- Faktoren für limitierte Emissionen (z.B. NO_x, CO, Kohlenwasserstoffe) sind belastbarer als Faktoren für nicht limitierte Emissionen.

Tabelle 10-3: In dieser Studie berücksichtigte Wirkungskategorien und Bilanzparameter

Wirkungskategorie	Bilanzparameter	Aggregierte Wirkungsparameter	Verhältnis
Ressourcenverbrauch	Kumulierter Energieaufwand (KEA)	MJ (Inventory Parameter)	
Treibhauseffekt ^a	CO ₂	g CO ₂ -Äquivalente	1
	CH ₄		21
	N ₂ O		310
Versauerung	SO ₂	mg SO ₂ -Äquivalente	1
	NO _x		0,7
	NH ₃		1,88
	HCl		0,88
Eutrophierung	NO _x	mg PO ₄ ³⁻ -Äquivalente	0,13
	NH ₃		0,33
Sommersmog (Photosmog)	NMHC	mg Ethen-Äquivalente	0,416
	CH ₄		0,007
Partikel und Staub	Schwebstaub (als PM10)	kg PM10-Äquivalente	1
	Sekundäraerosol SO ₂		0,087
	Sekundäraerosol NO _x als NO ₂		0,216
	Sekundäraerosol NMVOC		0,012
	Sekundäraerosol NH ₃		0,159

^a Zeithorizont 100 Jahre

Tabelle 10-4: Datenherkunft der betrachteten Prozesse

Prozess	Datenherkunft	Ökobilanz vorhanden	Ökobilanz neu zu erstellen
Stromerzeugung und Abscheidung			
Erdgas- und Kohlekraftwerke	Umberto, ecoinvent	X	
MEA-Abscheidung	Mariz 1998 Chapel und Mariz 1999 Rao und Rubin 2002 ecoinvent	X	X
IGCC-Kraftwerk	Briem et al. 2004		X
Oxyfuel-Kraftwerk	Göttlicher 1999		X
Strom aus Erneuerbaren Energien (Wind, Solarthermie)	Datenbank DLR	X	
HGÜ-Stromübertragung	Datenbank DLR	X	
Wasserstofferzeugung und Abscheidung			
Kohlevergasung ohne/ mit CCS	über IGCC		X
Erdgas-Dampfreformierung	Pehnt 2002		X
Erdgas-Dampfreformierung mit CCS	ZSW DOE 2002		X X
Elektrolyse	Datenbank DLR	X	
Verdichtung	Göttlicher 1999		X
Transport			
Pipeline	Ecoinvent	X	
Speicherung			
	–		

Die beim Vergleich der verschiedenen Technologien auftretenden Unterschiede in den Wirkungskategorien können als nicht signifikant angesehen werden, solange sie beim Energieverbrauch und beim Treibhauseffekt unter 5 Prozent, bei der Versauerung und der Eutrophierung unter 20 Prozent und für Partikel und Staub unter 30 Prozent bleiben.

10.2 Exkurs Rechenmethodik – abgeschiedene vs. vermiedene Mengen an CO₂

Abbildung 10-6 beschreibt am Beispiel des Steinkohle-Kraftwerks (angenommener Nutzungsgrad 49 Prozent, Brutto-CO₂-Emissionen von 710 g/kWh_{el}), wie sich die abgeschiedenen und vermiedenen Mengen an CO₂ pro kWh zusammensetzen.

Balken 1 zeigt die Aufteilung der CO₂-Emissionen des Kraftwerkes ohne Abscheidung, aufgeteilt in Vorkette und Betrieb. Für die Abscheidung des CO₂ ist zunächst ein Zusatzaufwand an Strom – und damit an CO₂-Emissionen – notwendig. Die Emissionen des Zusatzaufwands werden ebenfalls nach Vorkette und Kraftwerk getrennt dargestellt (Balken 2). Sowohl von den betrieblichen CO₂-Emissionen, die dem Endprodukt (1 kWh Strom) zugeordnet sind, als auch von denjenigen, die aufgrund der Abscheidung entstehen, werden 88 Prozent abgeschieden (Balken 3). In Balken 4 sind abgeschiedene und verbleibende Emissionen jeweils zusammengefügt. Nun kommen noch CO₂-Emissionen aus Transport und Speicherung hinzu (Balken 5). Die nicht abgeschiedenen Emissionen des Zusatzaufwandes sowie deren Vorketten-Emissionen wer-

den unter „Abscheidung“ zusammengefasst und stellen zusammen mit der Vorkette, den restlichen, nicht abgeschiedenen Emissionen aus dem ursprünglichen Kraftwerksbetrieb sowie denjenigen aus Transport und Speicherung die restlichen Emissionen dar (kleine Klammer). Insgesamt gesehen steigen aufgrund des Zusatzaufwandes die Brutto-Emissionen von 710 g/kWh_{el} zunächst erheblich an auf 913 g/kWh_{el} – die real vermiedenen CO₂-Emissionen (mittelgroße Klammer) sind daher erheblich kleiner als das abgeschiedene CO₂ (große Klammer).

10.3 Anlagen und Verfahren zur konventionellen Stromerzeugung mit CCS

10.3.1 Referenzkraftwerke

Die folgende Tabelle 10-5 zeigt die Grunddaten der verwendeten Referenzkraftwerke sowie ihrer Kombination mit CO₂-Rückhaltmaßnahmen. Sie sind abgestimmt mit den für die ökonomische Berechnung verwendeten Daten und beziehen sich auf 2020.

Zur Modellierung der Ökobilanz werden die jeweils aktuellsten vorliegenden Module für die Kraftwerke und Vorketten verwendet. Die Kraftwerksmodule werden bis zum Jahr 2020 fortgeschrieben, indem der Nutzungsgrad an die in der obigen Tabelle dargestellten Werte angepasst wurde. Weitergehende Anpassungen können in diesem Projekt zeitlich nicht durchgeführt werden, da zukünftige Kraftwerke komplett neu modelliert werden müssten.

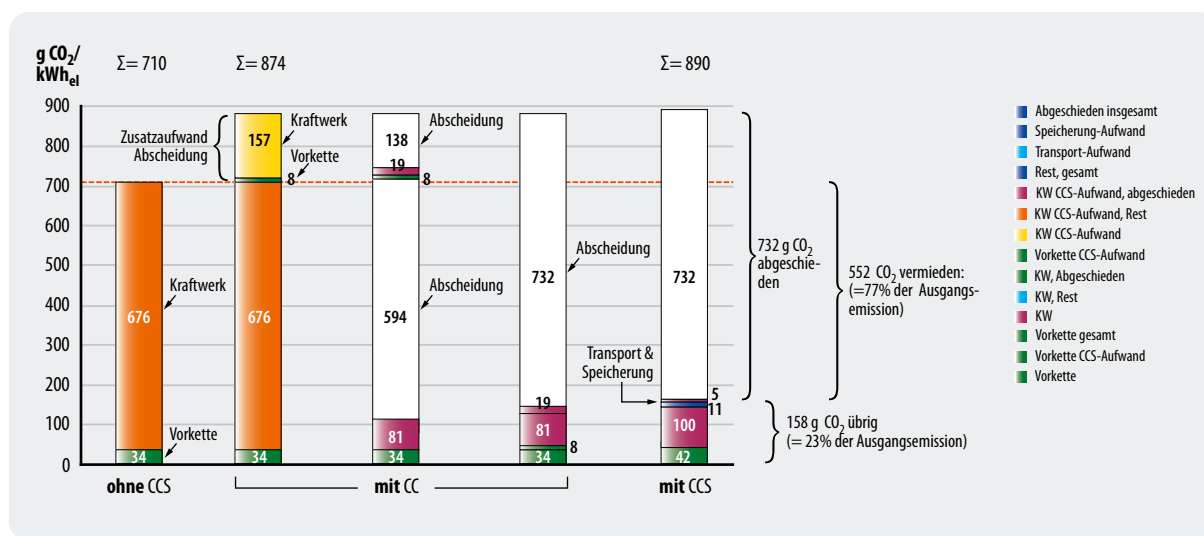


Abbildung 10-6: Rechenmethodik hinsichtlich der abgeschiedenen und vermiedenen CO₂-Mengen am Beispiel des Steinkohle-Kraftwerks ohne und mit CCS (CC = nur „Carbon Capture“, noch kein Transport und Speicherung). Nutzungsgrad ohne CCS = 49 Prozent, mit CCS = 40 Prozent, Abscheiderate = 88 Prozent

Tabelle 10-5: Grunddaten der fossilen Referenzkraftwerke sowie ihrer Kombination mit CO₂-Rückhaltung

		Dampf- kraftwerk Braunkohle	Dampf- kraftwerk Steinkohle	IGCC^{a)} Steinkohle	Erdgas-GuD^{b)}	
A) Ohne CO₂-Rückhaltung						
Leistung	MW _{el}	700	700	700	700	
Laufzeit	h	7 000	7 000	7 000	7 000	
Nutzungsgrad	%	46	49	50	60	
CO ₂ -Intensität Brennstoff	g CO ₂ /MJ ^{c)}	112	92	92	56	
	g CO ₂ /kWh	403	331	331	202	
CO ₂ -Intensität Strom	g CO ₂ /kWh _{el}	849	676	662	337	
B) Mit CO₂-Rückhaltung						
Abtrennverfahren		Post-combustion	Post-combustion	Oxyfuel	Pre-combustion	Post-combustion
Lösemittel		Chemisch (MEA) ^{d)}	Chemisch (MEA) ^{d)}	Nur Kondensation	Physikalisch (Rectisol)	Chemisch (MEA) ^{d)}
Leistung	MW	517	570	543	590	600
Nutzungsgrad	%	34	40	38	42	51
Minderung	%-Punkte	12	9	11	8	9
Abscheidegrad	%	88	88	99,5	88	88
CO ₂ zu entsorgen	t/a	5 113 525	3 570 336	4 249 383	3 400 320	1 704 508
^{a)} IGCC = Integrated Gasification Combined Cycle (Kohlevergasung) ^{b)} GuD = Gas- und Dampfkraftwerk ^{c)} Quelle: UBA 2003 ^{d)} MEA = Monoethanolamin						

Die verwendeten Ökobilanzmodule entstammen folgenden Quellen (Tabelle 10-6):

Tabelle 10-6: Quellen der Ökobilanzmodule der fossilen Referenzkraftwerke

Kraftwerkstyp	Leistung [MW]	Fkt. Einheit	Nutzungsgrad (netto) [%]	Quelle	Modulname	Zeitraum
Steinkohle-Dampfkraftwerk	500	1 kWh _{el}	43,5	Umberto	KW SK D (Küste)	Anfang 90er-Jahre
Steinkohle-IGCC	450	1 kWh _{el}	51,5	Briem et al. 2004	Neu implementiert	2010
Braunkohle-Dampfkraftwerk	500	1 kWh _{el}	30,1	Umberto	BrkKW o.V	Ende 90er-Jahre
Erdgas-GuD	450	1 kWh _{el}	55	Umberto	KW Erdgas (D, GuD, 450 MW)	1994

- Steinkohle-Dampfkraftwerk:** Das Modul beschreibt ein Steinkohle-Kraftwerk für Importkohle in Küstennähe zu Beginn der 90er-Jahre. Zur Emissionsminderung sind eine Rauchgasentschwefelungsanlage (REA), eine DeNO_x-Anlage und ein Elektrofilter angeschlossen. Die REA arbeitet nach dem nassen Verfahren mit dem Sorbens Kalksteinmehl (CaCO₃) bei einem stöchiometrischen Verhältnis von Kalkstein zu SO₂. Dadurch werden die SO₂-Emissionen um 90 Prozent², die Staubemissionen um 90 Prozent und die HCl- und die HF-Emissionen jeweils um 95 Prozent reduziert. Die DeNO_x-Anlage arbeitet nach dem SCR-Verfahren (selektive katalytische Reduktion) mit Ammoniak als Sorbens in stöchiometrischem Verhältnis. Die NO_x-Emissionen reduzieren sich dadurch um 85 Prozent. Der Elektrofilter reduziert die Staubemissionen weiter um insgesamt 99,5 Prozent.
- Steinkohle-IGCC:** Das Modul beschreibt ein IGCC-Steinkohle-Kraftwerk, das die Einsatzbedingungen im Jahr 2010 abbilden soll. Für IGCC lagen bisher keine Ökobilanzen vor, da weltweit nur wenige Pilotanlagen existieren. In (Briem et al. 2004) wurde daher ein Modell für eine zukünftige Anlage der Größenordnung 450 MW modelliert, indem zum Teil Baugruppen bestehender Kraftwerke (Gasturbine, Generator, Bekohlungsanlage u.a.) übernommen wurden, zum Teil Komponenten aus kleineren Anlagen hochskaliert wurden. Für Komponenten, für die aus den bekanntesten Anlagen keine Materialgerüste vorliegen (z.B. Luftzerlegungsanlage, Clausanlage, Vergasungssystem u.a.), wurden Abschätzungen auf der Grundlage von Materialgerüsten anderer, bekannter Komponenten getroffen.
- Erdgas-GuD:** Das Modul beschreibt ein Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk in Deutschland im Jahr 1994 mit Low-NO_x-Brennkammer. Ein Drittel der Leistung stammt aus der Dampfturbine, für die eine Nassrückkühlung über einen Kühlturm mit einem Wasserbedarf von 190 t/TJ angesetzt wird.
- Braunkohle-Dampfkraftwerk:** Das Modul beschreibt die mittleren Verhältnisse der mit Braunkohle befeuerten Kraftwerke der öffentlichen Stromversorgung in Deutschland. Zugrunde liegt der Stand Ende der 90er-Jahre, überwiegend des Jahres 1998. Abgebildet sind Mahltrocknung, Kesselanlage (Staubfeuerung, Wirbelschichtfeuerung), Dampfturbine (kein Einzeltyp, sondern Mixsituation) und Rauchgasreinigung (nach realisiertem Stand über die Gesamtkapazität). Die Abgasreinigung umfasst eine Entstaubung (Elektrofilter) und eine Rauchgasentschwefelung (REA: zu 80 Prozent nass, zu 15 Prozent quasitrocken, zu 5 Prozent trocken – zu 70 Prozent mit Kalksteinmehl und 30 Prozent mit Branntkalk – Ansatz nach coinvent abgeleitet). DENOX-Katalysatoren wer-

den üblicherweise in Braunkohlekraftwerken nicht eingesetzt. Die NO_x-Freisetzung wird anhand primärer Maßnahmen auf 250 mg/m³ gemindert.

10.3.2 Vorketten

Die für die Vorketten verwendeten Ökobilanzmodule entstammen folgenden Quellen (Tabelle 10-7) und bilanzieren den Weg von der Förderung der Rohstoffe bis zur lokalen Verteilung:

- Steinkohle:** Der Bilanzraum geht von der Steinkohle als Rohstoff in Lagerstätten bis zur angelieferten Steinkohle am Kraftwerk oder am Industriebetrieb in Deutschland. Der Datensatz stellt einen Mischdatensatz aus den verschiedenen Import-Steinkohlen nach (Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. 2000) dar: Deutschland: 62,1 Prozent, Polen (u. Osteuropa): 12,5 Prozent, Südafrika: 10,2 Prozent, Kolumbien/Kanada/USA: 7,8 Prozent, Australien: 4,1 Prozent, Niederlande (und sonst. Westeuropa): 3,3 Prozent.
- Erdgas:** Die Bereitstellung von Erdgas umfasst die Exploration und Erschließung von Lagerstätten, die Förderung und Aufbereitung, den Ferntransport und die regionale und lokale Verteilung des Erdgases. Das in Deutschland verbrauchte Erdgas wird zum überwiegenden Teil importiert. Die Erdgasbereitstellung wird daher differenziert nach den wichtigsten Herkunftsregionen bilanziert (Deutschland, Russland, Norwegen und Niederlande). Die in Umberto vorhandene Darstellung der Ist-Situation wurde in (Pehnt 2002) auf einen wahrscheinlichen Importmix für 2010 fortgeschrieben: Deutschland: 13 Prozent, Niederlande: 19 Prozent, Norwegen: 33 Prozent, GUS: 35 Prozent. Die Treibhausgasemissionen des russischen Erdgases wurden für dieses Projekt schließlich den Ergebnissen einer aktuellen Studie angepasst, in der das Wuppertal-Institut zusammen mit dem Max-Planck-Institut für Chemie die Treibhausgasemissionen des russischen Erdgas-Exportpipeline-Systems untersucht und aktualisiert hat (WI und MPI 2004).

Tabelle 10-7: Quellen der Ökobilanzmodule der fossilen Vorketten

Brennstoff	Fkt. Einheit	Quelle	Modulname	Zeitraum
Steinkohle	1 kg	Umberto	Steinkohle-Mix D frei KW/In	2000
Braunkohle	1 kg	Umberto	Braunkohle-Mix D frei KW/In	1998
Erdgas	1 kJ	Umberto, Pehnt 2002, WI und PMI 2004	Vorkette_ Erdgas_D_2010	2010

2 Aus den Volumenströmen und den spezifischen SO₂-Emissionen wurde ein SO₂-Gehalt von 222 ppmv berechnet.

- **Braunkohle:** Der Bilanzraum geht von der Braunkohle als Rohstoff in der Lagerstätte bis zur Anlieferung der Braunkohle ans Kraftwerk oder den Industriebetrieb. In Deutschland wird nahezu ausschließlich Braunkohle aus heimischer Förderung verwendet. Dabei werden die Abbaugebiete aufgrund der unterschiedlichen Zusammensetzungen der verschiedenen Braunkohlen in rheinisch, westelbisch und ostelbisch aufgeteilt. Es wurde ein Mix des Jahrs 1998 nach (Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. 2000) zugrunde gelegt.

10.3.3 CO₂-Abscheidungsverfahren

Zur Abtrennung des Kohlendioxids werden folgende Verfahren verwendet:

CO₂-Abtrennung nach der Verbrennung

Die Kohle-Dampfkraftwerke sowie das Erdgas-GuD werden mit der Rauchgas-Dekarbonisierung kombiniert, die sich zur Nachrüstung bestehender Kraftwerke anbietet (chemische Wäsche). Es wird ein Abscheidegrad von 88 Prozent angesetzt. Modelliert wird das Econamine-Verfahren der Firma FluorDaniel, Kanada, das mit einer 30-prozentigen MEA-Lösung (Monoethanolamin) arbeitet (Mariz 1998, Chapel und Mariz 1999). Nach (Mariz 1998) sind der Einsatz von *Kühlwasser* und *Elektrizität* proportional zum *CO₂-Gehalt* der Kraftwerksabgase, während der Verbrauch an *Dampf* und *Chemikalien* nur von der Menge des *abgeschiedenen CO₂* (und teilweise von anderen Emissionen) abhängen.

Nach (Göttlicher 1999) werden zur Bestimmung der variablen Größen folgende CO₂-Gehalte angenommen:

- Kohle-Dampfkraftwerk
11,2 Prozent CO₂-Gehalt der Abluft
- Erdgas-GuD
3,2 Prozent CO₂-Gehalt der Abluft

Für die Modellierung der Abscheidung werden folgende Verbräuche und Emissionen verwendet, die, wenn nicht anders angegeben, aus (Chapel und Mariz 1999) hergeleitet sind. Dort wurde ein Kohle-Kraftwerk mit angeschlossener MEA-Abscheidung und einer Kapazität von 1000 t/d modelliert und dabei eine Reduzierung des ursprünglichen SO₂-Gehalts von 250 ppmv auf maximal 10 ppmv vorausgesetzt.

Energieverbräuche

Folgende Energieverbräuche werden für die MEA-Abscheidung angesetzt³:

³ Hierbei wurde berücksichtigt, dass (Chapel und Mariz 1999) sowohl beim Stromverbrauch als auch beim Einsatz von Chemikalien bei der Bezugsgröße „CO₂-Emissionen“ in amerikanischen „short ton“ (te bzw. ton, tonne) rechnen, so dass alle dort angegebenen Werte mit dem Faktor 1,023 auf die metrische Tonne (t) umgerechnet wurden.

Tabelle 10-8: Modellierte Restnutzungsgrade des Dampfturbinenprozesses

Kraftwerkstyp	Restnutzungsgrad Dampfturbinenprozess [%]	Verlorene Turbinenarbeit [kWh _{el} /t CO ₂]	Direkter Stromverbrauch [kWh _{el} /t CO ₂]
Steinkohle-Dampfkraftwerk	13	187	49
Braunkohle-Dampfkraftwerk	15,5	128	49
Erdgas-GuD	22,5	385	146

- Strom (Kohle-Dampfkraftwerk)
177 MJ_{el}/t CO₂ bzw. 49 kWh_{el}/t CO₂
- Strom (Erdgas-GuD)
526 MJ_{el}/t CO₂ bzw. 146 kWh_{el} / t CO₂
- Dampf (beide KW-Typen)
4 200 MJ_{th}/t CO₂ bzw. 1 166 kWh_{th}/t CO₂

Modelltechnisch wird in der Ökobilanz der Dampf als Verlust an Strom bilanziert, der nicht durch die Dampfturbine erzeugt werden konnte („verlorene Turbinenarbeit“). Da der benötigte Dampf jedoch als „saturated steam“, d.h. in einem der hinteren Prozessschritte, angekoppelt wird, kann bei der Herleitung der Stromerzeugungsverluste nicht der gesamte Nutzungsgrad der Dampfturbinenprozesse (etwa 40 Prozent) als „verloren“ angesetzt werden. Es wird daher ein „Restnutzungsgrad“ (siehe Tabelle 10-8) verwendet, der ermittelt wurde, indem von der Minderungsrate des Gesamtnutzungsgrades der Referenzkraftwerke (8 bis 12 Prozentpunkte, siehe Tabelle 10-5), der direkt benötigte Strom abgezogen und der Rest in Relation zum benötigten Dampf gesetzt wurde. Dies ergibt die in Spalte 2 gezeigten Restnutzungsgrade des Dampfturbinenprozesses (Spalte 2), mit denen dann der nicht mehr zur Verfügung stehende Strom (Spalte 3) berechnet wird. Spalte 4 zeigt zusätzlich den direkt verbrauchten Strom an.

Chemikalien

- Das Lösemittel MEA muss laufend zugeführt werden, da ein Teil der eingesetzten Menge durch Degradation, Dampfverluste und Lecks verloren geht. Hierfür wird ein durchschnittlicher Verbrauch von 1,6 kg/te CO₂ bzw. 1,76 kg/t CO₂ angesetzt. Befindet sich noch ein Restgehalt an SO_x im Abgas, reagiert es mit dem MEA, so dass weitere Verluste auftreten. Da im Falle des Kohle-Dampfkraftwerks ein Restgehalt von etwa 10 ppmv SO_x (sowie weiteren SO₃) angenommen wird (siehe unten), wird ein zusätzlicher Verbrauch an MEA von 0,446 kg/te CO₂ bzw. 0,49 kg/t CO₂ bilanziert.
- Die Herstellung der Anlage zur chemischen Wäsche, die aus Ab- und Desorptionssäule, drei Wärmetauschern, Kondensator, Pumpe und Gebläse besteht, konnte mangels Daten bisher nicht bilan-

ziert werden. Im Vergleich zum Bedarf an Prozessenergie und Betriebsstoffen dürfte die Herstellung jedoch nicht sehr ins Gewicht fallen.

- Weiterhin werden für den Abscheideprozess Aktivkohle und Natriumhydroxid (NaOH) benötigt. Als Verbrauch werden hierfür 0,077 kg/te CO₂ bzw. 0,0826 kg/t CO₂ (Aktivkohle) und 0,137 kg/te CO₂ bzw. 0,152 kg/t CO₂ (NaOH) angesetzt.
- Da für Aktivkohle weder in der Umberto- noch in der ecoinvent-Datenbank ein Ökobilanz-Modul enthalten ist, konnte der Verbrauch an Aktivkohle bisher noch nicht modelliert werden.

Kühlwasser

Für die Abscheidung wurden folgende Verbräuche an Kühlwasser angesetzt:

- Kohle-Dampfkraftwerk
75,5 m³/te CO₂ bzw. 83,2 m³/t CO₂
- Strom (Erdgas-GuD)
110,4 m³/te CO₂ bzw. 121,7 m³/t CO₂

Emissionen

- Die SO₂-Emissionen der Abluft aus dem Kraftwerk sollten bis auf einen Restgehalt von 10 ppmv reduziert werden, damit möglichst wenig SO₂ mit MEA reagieren kann. Aufgrund der in den verwendeten Umberto-Kohlekraftwerks-Modulen angegebenen Reduzierung der SO₂-Emissionen um 90

Tabelle 10-9: Annahmen für Verbräuche und Emissionen bei der Modellierung des MEA-Abscheideprozesses

Kraftwerkstyp		Kohle-Dampfkraftwerk	Erdgas-GuD
CO ₂ -Gehalt der Abluft	%	11,2	3,2
Verbräuche bei der MEA-Abscheidung			
Stromverbrauch Abscheidung	kWh _{el} /t CO ₂	49	146
Dampfverbrauch Abscheidung	kWh _{th} /t CO ₂	1.166	1 166
MEA-Verbrauch	kg/t CO ₂	1,76 + 0,49	1,76
Aktivkohle	kg/t CO ₂	0,0826	0,0826
Natriumhydroxid (NaOH)	kg/t CO ₂	0,152	0,152
Kühlwasser	m ³ /t CO ₂	83,2	121,7
Emissionen Kraftwerksbetrieb			
SO ₂ -Emissionen	%	-99,5	-
NO _x -Emissionen	%	-2,5	-2,5
Staub-Emissionen	%	-50	-50
Chlorwasserstoff (HCl)	5	-95	-95

Prozent mittels Rauchgaswäsche wurde ein Restgehalt von 222 ppmv errechnet. Die SO₂-Emissionen des Kraftwerksbetriebs wurden daher im Verhältnis 220 : 10 reduziert. Die Aufwendungen für diese zusätzliche Rauchgasentschwefelung konnten jedoch noch nicht modelliert werden.

- Aufgrund der geringen SO₂-Emissionen eines Erdgas-GuDs wurden dessen Werte unverändert gelassen.
- Da der NO₂-Gehalt des Abgases zu Korrosion von Stahl und Degradation des Lösemittels führen kann, sollte er ebenfalls reduziert werden. Da NO₂ nur 10 Prozent der NO_x-Emissionen darstellen und wiederum nur 25 Prozent dieser Emissionen reduziert werden können (Rao und Rubin 2002), werden die NO_x-Emissionen aus dem Kraftwerksbetrieb um 2,5 Prozent insgesamt vermindert. Die Aufwendungen für diese zusätzliche Reinigung konnten ebenfalls noch nicht modelliert werden.
- Durch die Reaktion von Staub und Chlorwasserstoff mit dem Lösemittel können die Staub-Emissionen um 50 Prozent und die HCl-Emissionen um 95 Prozent vermindert werden (Rao und Rubin 2002).

Tabelle 19-9 zeigt alle Annahmen im Überblick.

CO₂-Abtrennung vor der Verbrennung

Beim Steinkohle-IGCC wird das CO₂ vor der Verbrennung abgetrennt (Brenngas-Dekarbonisierung). Hierzu muss mittels einer physikalischen Wäsche das CO₂ aus einem H₂/CO₂-Gemisch herausgelöst werden. In der Literatur stehen nur die benötigten Stromverbräuche für die einzelnen Prozessschritte zur Verfügung (Göttlicher 1999, Abb. 3.45), so dass der CO-Shift und die physikalische Wäsche nicht detailliert modelliert werden konnten. Es wird wiederum ein Abscheidegrad von 88 Prozent angesetzt.

Stromverbrauch CO-Shift	125 kWh _{el} /t CO ₂
Stromverbrauch physikalische Wäsche	48 kWh _{el} /t CO ₂
Verlorene Turbinenarbeit	30 kWh _{el} /t CO ₂
Summe	203 kWh_{el}/t CO₂

Oxyfuel-Verfahren

Erfolgt die Verbrennung der Kohle nicht mit Luft, sondern mit reinem Sauerstoff, spricht man vom Oxyfuel-Verfahren. Es wird hier auf das Referenz-Steinkohlekraftwerk angewendet. Der Vorteil einer Verbrennung mit Sauerstoff ist, dass hieraus ein weit geringeres Abgasvolumen resultiert. Zudem enthalten die Rauchgase im Wesentlichen CO₂ (etwa 80 Vol. %) und Wasserdampf, so dass das CO₂ anschließend durch einfaches Auskondensieren abgefangen werden kann. Damit ist weder eine chemische noch eine physikalische Wäsche

nötig. Nachteil ist jedoch der zur Zeit noch sehr hohe Stromaufwand der Luftzerlegungsanlage zur Herstellung des Sauerstoffs.

Vereinfacht wird für dieses Projekt das in Umberto vorliegende Modell des Steinkohlekraftwerks um eine Luftzerlegungsanlage erweitert, ohne eine weitere Modellierung der einzelnen Stoffströme durchzuführen. Folgende Datengrundlagen wurden verwendet:

- Als Luftzerlegungsanlage wird die Anlage verwendet, die im Modell des Steinkohle-IGCCs (Briem et al. 2004) enthalten ist, das die Einsatzbedingungen im Jahr 2010 abbildet. Die für ein Kraftwerk der Größe von 450 MW_{el} dimensionierte Anlage wird linear auf die hier benötigte Kraftwerksgröße von 700 MW_{el} hochskaliert.
- Das Kondensieren des Abgases erfolgt im SO_x-Wäscher, wobei hier nur Kraftwerke mit nasser Entschwefelung in Frage kommen (wie im als Steinkohle-Kraftwerk verwendeten Umberto-Modul implementiert). Allerdings hat das abgetrennte CO₂ noch eine Restfeuchte von etwa 1 Prozent. Soll trockenes Gas erzeugt werden, muss weiter gekühlt und auskondensiert werden. Dieser zusätzliche Aufwand wird hier vernachlässigt, so dass für die Abscheidung eher konservativ gerechnet wird.
- Auf der anderen Seite wird bei Oxyfuel-Kraftwerken keine klassische Entstickungsanlage benötigt, da ein Großteil der Stickoxide des klassischen Verfahrens durch die Oxidation des Luftstickstoffs herrührt, der hier nicht vorhanden ist. Der geringere Eigenverbrauch des Oxyfuel-Kraftwerks durch die fehlende Entstickungsanlage wird hier ebenfalls nicht berücksichtigt.
- Die Stickoxid-Emissionen konnten noch nicht modelliert werden, so dass noch die alten, zu hohen Werte des Ausgangskraftwerks angesetzt wurden.
- Es fällt somit – neben der Luftzerlegungsanlage – nur der zusätzliche Aufwand zur Verflüssigung des Kohlendioxids an.
- Als CO₂-Abscheiderate werden 99,5 Prozent angesetzt, denn nach Göttlicher können „deutlich über 99 Prozent“ des CO₂ zurückgehalten werden. (Göttlicher 1999)
- Als Sauerstoffbedarf für ein Oxyfuel-Steinkohle-Kraftwerk werden von Göttlicher im Mittel 2,7 kg O₂/kg Brennstoff angegeben (Göttlicher 1999).
- Für den Strombedarf der Luftzerlegungsanlage wurde mit 0,2245 kWh_{el}/kg O₂ ebenfalls ein Mittelwert nach den Daten in Göttlicher gebildet. Der Sauerstoff wird hierbei mit einer hohen Reinheit von 96–97 Prozent produziert, was einerseits einen höheren Energieaufwand erfordert. Gleichzeitig wird aber die Verdichterarbeit der CO₂-Verflüssigung reduziert, da dort dann auch weniger Inertgas mit verdichtet werden muss. (Göttlicher 1999)

10.3.4 CO₂-Verflüssigung

Für die Erstverdichtung auf 110 bar (und damit die Verflüssigung des CO₂) wurden 110 kWh_{el}/t CO₂ angesetzt (Göttlicher 1999). Dabei wird eine mehrstufige Verdichtung ausgehend von 1 bar mit Zwischenkühlung auf 30 °C angenommen.

10.3.5 Transport des CO₂

Es wird der Transport und die Speicherung des CO₂ eines einzelnen Kraftwerks modelliert. Für diesen Fall wird das Ruhrgebiet als Startpunkt und ein (beliebiges) leeres Gasfeld in Norddeutschland als Zielort ausgewählt. Als willkürliche Transportentfernung werden 300 km festgelegt. Es wird angenommen, dass die Pipeline gezielt für dieses Kraftwerk neu gebaut werden muss, da nur im Ausnahmefall bestehende (Erdgas)-Pipelines nutzbar sein werden. Dieses Transport- und Speicherszenario wird auf alle oben definierten Referenzkraftwerke angewendet (s. Tabelle 10-10).

Tabelle 10-10:
CO₂-Transportszenarien
für Kraftwerke

Szenario	Standort CO ₂ -Quelle	Kraftwerkstyp und el. Leistung	CO ₂ -Abscheidung		Pipeline Land ^{b)} + Schiff [km]	Pipeline ^{d)} Durchmesser [mm]	Speicherort
			[Mt/a] ^{a)}	[t/d] ^{d)}			
1	Ruhrgebiet	1 StK 700 MW	3,57	9 781	300 + 0	400	Gasfeld onshore
2	Ruhrgebiet	1 BrK 700 MW	5,11	14 010	300 + 0	450	Gasfeld onshore
3	Ruhrgebiet	1 GuD 700 MW	1,70	4 670	300 + 0	305	Gasfeld onshore
4	Ruhrgebiet	1 IGCC 700 MW	3,4	9 316	300 + 0	380	Gasfeld onshore
5	Ruhrgebiet	1 StK Oxyfuel 700 MW	4,25	11 642	300 + 0	400	Gasfeld onshore

^{a)} Umgerechnet mit 7 000 h/a Grundlast-KW, Abscheidegrad 88 %
Steinkohle-KW: CO₂-Emission = 676 g/kWh_{el}, Nutzungsgrad 49 % → 40 %
Braunkohle-KW: CO₂-Emission = 849 g/kWh_{el}, Nutzungsgrad 46 % → 34 %
Erdgas GuD: CO₂-Emission = 337 g/kWh_{el}, Nutzungsgrad 60 % → 51 %
Steinkohle-IGCC: CO₂-Emission = 662 g/kWh_{el}, Nutzungsgrad 50 % → 42 %
Steinkohle-Oxyfuel: CO₂-Emission = 676 g/kWh_{el}, Nutzungsgrad 49 % → 38 %

^{b)} Inklusive einem Turboverdichter mit Gasturbinen-Antrieb

^{c)} Abgeschätzt nach Angaben aus Bock et al. 2001

^{d)} Gerechnet mit 365 d/a

Typ	Durchmesser [mm]	Wanddicke [mm]	Durchschnittliche Transportkapazität			Druck [bar]	Lebensdauer [a]
			[Mio. Nm ³ /h]	[Mt/a] ^{a)}	[t/d]		
„Fernleitung onshore, geringe Kapazität“	950	10	0,8	5	13 824	65–100	50
„Fernleitung onshore, hohe Kapazität“	1 220	12	1,1	7	19 008	65–100	50
„Fernleitung offshore, hohe Kapazität“	1 000	25 + 100 für Betonmantel	1,6	10	27 648	65–100	50

a) Umgerechnet mit 0,72 kg CH₄/Nm³

Verdichter: Für die Pipelines wurden alle 150 km ein Turboverdichter mit Gasturbinen-Antrieb (10 MW) berücksichtigt.

 Tabelle 10-11:
Fernleitungs-Module in der ecoinvent-Datenbank (ecoinvent 2005)

Zur Modellierung des Transports werden bestehende Ökobilanz-Module von Erdgas-Pipelines aus der ecoinvent-Datenbank verwendet (siehe Tabelle 10-11). Vom Aufbau und Betrieb sind beide Pipeline-Typen vergleichbar, d.h. die Werte für Material, Flächenverbrauch, Überwachung, Rückbau und dergleichen können von den Erdgas-Pipelines übernommen werden. Geringfügige Unterschiede gibt es bei der Betriebsenergie, also der Verdichterleistung pro transportierter Menge an CO₂ (hier bei Erdgas in m³) und Entfernungskilometer, die jedoch zunächst vernachlässigt werden. Sollen größere Transportszenarien modelliert werden, müssen evtl. noch eine Hafeninfrastruktur und/oder Zwischenspeicher berücksichtigt werden.

Vergleicht man den Transportbedarf der Transportszenarien (300 km Ruhrgebiet-Norddeutschland mit maximal 14 000 t CO₂ pro Tag) mit den Kapazitäten der Fernleitungsmodule, so zeigt sich, dass die „Fernleitung onshore, geringe Kapazität“ ausreichend ist. Sie erscheint zwar mit einer Jahreskapazität von 5 Mt für das Erdgas-GuD zunächst überdimensioniert, jedoch muss berücksichtigt werden, dass alle Aufwendungen auf die transportierten Tonnenkilometer umgelegt werden, so dass bei geringem Durchfluss auch nur geringe Stoff- und Energieströme angerechnet werden.

10.3.6 CO₂-Speicherung

Für die benötigten Stoff- und Energieverbräuche der Speicherung konnten bisher mangels Quellen keine Daten ermittelt werden. (Hendriks et al. 2004) geben jedoch für einen ähnlichen Fall Transportkosten von

5 \$/t CO₂ und Speicherkosten von 1,1–3,6 \$/t CO₂ an, abhängig von der Speichertiefe. Geht man von einem Durchschnittswert von 2,35 \$/t CO₂ aus, betragen die Speicherkosten etwa die Hälfte der Transportkosten. Dieser Wert wird zunächst auch für die Ökobilanz der Speicherung verwendet. Für die betrachteten Emissionen und den kumulierten Energieaufwand werden daher in erster Näherung 50 Prozent des Transports angesetzt. Von keinem Experten konnte bisher nachgewiesen werden, dass die zu wählenden Speicher hundertprozentig dicht sein werden, so dass im Rahmen der Ökobilanzierung auch die Frage der Leckage (leakage rate) betrachtet werden muss. Hierbei ergeben sich folgende offene Fragen:

- Welche Leckagerate sollte modelliert werden?
- Wird die Leckage direkt von Beginn an auftreten oder erst in einem späteren Stadium?
- Werden Leckagen abgedichtet werden können oder wird das gesamte CO₂ ausströmen?
- Welcher Zeitraum muss also für eine Leckage betrachtet werden?

In der folgenden Modellierung wird aufgrund der ungelösten Fragen zunächst mit einer Leckagerate von 0 Prozent gerechnet, um den „best case“ aufzeigen zu können. In einer Sensitivitätsanalyse (siehe Kapitel 10.7.1) werden dann verschiedene Leckageraten angenommen. Alle weiteren Szenarien ergeben jedoch automatisch höhere CO₂-Emissionen als die hier gezeigte Variante ohne Leckage.

Kraftwerk	Leistung [MW]	Fkt. Einheit	Nutzungsgrad [%]	Quelle	Anmerkung
Solarthermie (Typ SEGS)	200	1 kWh	17,6	Viebahn 2004, May 2005	
Wind offshore	5	1 kWh		Pick 1998	Onshore-Anlagen mit Offshore-Anlagen gleichgesetzt nach (Chataignere und le Boulch 2003)

 Tabelle 10-12:
Referenzkraftwerke erneuerbare Energien

10.4 Anlagen zur Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern

Die fossil gefeuerten Kraftwerke werden mit Kraftwerken aus Erneuerbaren Energien verglichen, die zum Betrachtungszeitpunkt (2020) zur Verfügung stehen werden. Da innerhalb der oben dargestellten Transportszenarien das Ruhrgebiet als Standort für die fossilen Kraftwerke festgelegt wurde, werden auch die regenerativen Kraftwerke „frei Ruhrgebiet“ bilanziert. Tabelle 10-12 zeigt die modellierten Kraftwerke:

- Solarthermie:** Für den Zeitraum ab 2020 ist es denkbar und wahrscheinlich, in Nordafrika solarthermisch erzeugten Strom über eine Hochspannungsgleichstrom-Übertragungs-Leitung (HGÜ) nach Europa zu transportieren. Durch die Nutzung thermischer Speicher könnte Solarstrom selbst als Grundlast im bundesdeutschen bzw. europäischen Netz genutzt werden (DLR 2006). Zum Vergleich mit den konventionellen Kraftwerken wird ein solarthermisches Kraftwerk mit Standort in Algerien und HGÜ-Transport ins Ruhrgebiet angenommen. Verwendet wird die Ökobilanz eines solarthermischen Kraftwerks der Leistung 200 MW, das für einen reinen Solarbetrieb ausgelegt wurde. Dies ist möglich durch Verwendung eines thermischen Speichers, der überschüssige Wärme vom Tag speichert und in der Nacht wieder freisetzt. Das Kraftwerk vom Typ SEGS wurde in (Viebahn 2004) ursprünglich mit einer Leistung von 80 MW für einen Standort in Ägypten modelliert und in (May 2005) auf eine Leistung von 200 MW für einen Standort in Algerien (mit höherem Strahlungsangebot) hochskaliert.
- Wind:** Im Jahr 2020 werden große Offshore-Windparks in der Nordsee in Betrieb sein, deren Strom ebenfalls über HGÜ-Leitungen ins Ruhr-

gebiet transportiert werden kann. Verwendet wird die Ökobilanz einer Windkraftanlage der Leistung 1,5 MW aus (Pick 1998). Sowohl in (Briem et al. 2004) als auch in (Chataignere und le Boulch 2003) wurde gezeigt, dass sich die Umweltwirkungen einer Onshore- und einer wesentlich größeren Offshore-Anlage (z.B. der Größe 4,5 MW) nicht sonderlich unterscheiden. Offshore herrschen zwar erheblich bessere Windverhältnisse vor, andererseits werden erheblich höhere Mengen an Stahl und Beton verbaut. Beide Effekte gleichen sich in etwa aus, so dass die vorliegende Bilanz der Onshore-Anlage verwendet wird.

Zum Transport des in Afrika bzw. in der Nordsee erzeugten Stroms zu dem Referenzstandort „Ruhrgebiet“ mittels einer HGÜ wird eine aktuelle Ökobilanz von (May 2005) verwendet. Hierin wurde eine 10 GW-Freileitung (800 kV Doppel-Bipol-System auf zwei getrennten Trassen mit Aluminium-Stahl-Verbundseil) bzw. ein 10 GW-Seekabel (800 kV-Massekabel mit zentralem Kupferleiter) bilanziert. Folgende Entfernungen werden für diese Studie verwendet:

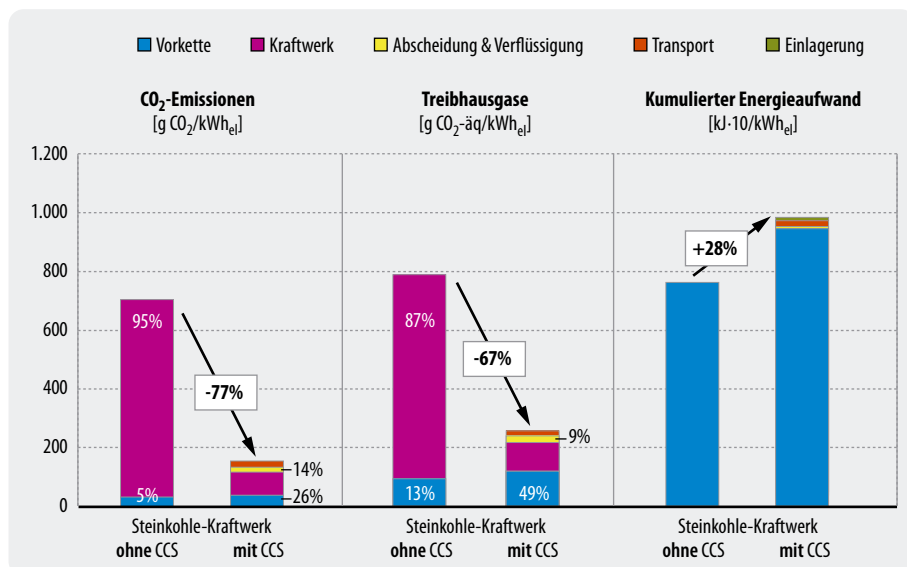
- Solarthermie, Algerien-Ruhrgebiet:** HGÜ via 3 100 km Freileitung und 18 km Seekabel
- Wind offshore, Nordsee-Ruhrgebiet:** HGÜ via 500 km Freileitung und 30 km Seekabel

10.5 Einzelanalysen Stromerzeugungssysteme

10.5.1 Konventionelle Kraftwerke

Am Beispiel des Steinkohle-Dampfkraftwerks wird im Folgenden stellvertretend für die drei fossilen Referenzkraftwerke gezeigt, a) welchen Beitrag die einzelnen

Abbildung 10-7: Vergleich der CO₂-Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für das Steinkohle-Kraftwerk ohne und mit CCS



Schritte der CO₂-Abtrennung und Speicherung zum Gesamtergebnis liefern und b) wie sich die Emissionen und der kumulierte Energieaufwand beim Einsatz von CCS verändern (siehe Abbildung 10-7).

- Werden in Ökobilanzen Kraftwerke modelliert, wird im Allgemeinen zwischen dem Kraftwerksbetrieb selber und der Vorkette der eingesetzten Rohstoffe, insbesondere der Energieträger, unterschieden. Wie man in der folgenden Abbildung sieht, trägt die Steinkohle-Vorkette mit 5 Prozent nur zu einem geringen Teil zu den CO₂-Emissionen, mit 13 Prozent jedoch zu einem nicht unerheblichen Teil zu den Treibhausgas-Emissionen insgesamt bei (Balken 1 und 3). Als Treibhausgase wurden in dieser Übersichtsökobilanz die drei Emissionen CO₂, Methan (CH₄) und N₂O (Lachgas) bilanziert. In der Steinkohle-Vorkette spielen insbesondere die Methan-Emissionen bei der Förderung eine Rolle, während bei der Erdgas-Vorkette die Freisetzung durch Leckagen beim Transport ein Hauptgrund ist (WI und MPI 2004). Bei der Modellierung der Varianten der CO₂-Abscheidung kommen zu diesen „Grundbelastungen“ die Emissionen und der Energieverbrauch von Abscheidung, Transport und Speicherung hinzu, wie man an der zweiten, vierten und sechsten Säule sieht. Während der Schritt der Abscheidung mit 9 Prozent (Treibhausgase) bzw. 14 Prozent (CO₂-Emissionen) einen relevanten Anteil ausmacht, sind die Anteile für den Transport und die Einlagerung am gesamten CCS-Pfad minimal. Innerhalb der Abscheidung ist auch die Verflüssigung (Verdichtung auf 110 bar) enthalten.
- Für das Steinkohle-Dampfkraftwerk wird – wie auch für die anderen Referenzkraftwerke – ein CO₂-Abscheidegrad von 88 Prozent angesetzt. Die CO₂-Emissionen des Gesamtprozesses gehen jedoch nur um 77 Prozent zurück, da die oben erwähnten zusätzlichen (indirekten) Emissio-

nen aus dem Abscheideprozess sowie in geringem Maße aus Transport und Speicherung hinzukommen (vergleiche Balken 1 und 2). Die Belastungen aus der Vorkette können mittels CO₂-Abscheidung nicht reduziert werden. Erheblich schlechter wird die Gesamtbilanz, wenn man die Treibhausgas-Emissionen insgesamt betrachtet, die nur um 67 Prozent reduziert werden können (Balken 3 und 4). Hier spielen insbesondere die hohen Methan-Emissionen in der Vorkette eine wichtige Rolle, die dazu führen, dass der Anteil der Vorkette in dem CCS-Kraftwerk auf 49 Prozent ansteigt (Balken 4). Der kumulierte Energieaufwand schließlich steigt auf 128 Prozent (9 870 kJ/kWh_{el}) des ursprünglichen Wertes (7 740 kJ/kWh_{el}) an, hauptsächlich verursacht durch den Zusatzenergiebedarf bei der Abscheidung (Balken 5 und 6).

10.5.2 Regenerative Kraftwerke

Bei den regenerativen Kraftwerken fällt der Vergleich mit einem Alternativsystem weg, da die Emissionen im Vergleich zu fossilen Kraftwerken von Anfang an sehr niedrig sind (siehe unten). Bei den betrachteten Wind- und Solarthermie-Kraftwerken wird im Allgemeinen auch nicht zwischen Vorkette und Kraftwerk unterschieden, da keine Vorketten des Brennstoffeinsatzes zu bilanzieren sind.

Relevant für die Gesamtbilanz innerhalb dieses Projektes ist jedoch die Unterscheidung zwischen Kraftwerk und Stromtransport, da wie oben erläutert der Strom per HGÜ von Algerien bzw. von der Nordsee bis zum Ruhrgebiet transportiert wird. Wie aus der folgenden Abbildung 10-8 deutlich wird, beträgt der Anteil der HGÜ beim Wind jedoch nur 1–3 Prozent der Gesamtemissionen bzw. -aufwendungen, bei der Solarthermie zwischen 8 und 24 Prozent. Der allgemein höhere Wert bei den Treibhausgasen ergibt sich daraus, dass während des Betriebs an der Leitung durch die Ionisierung

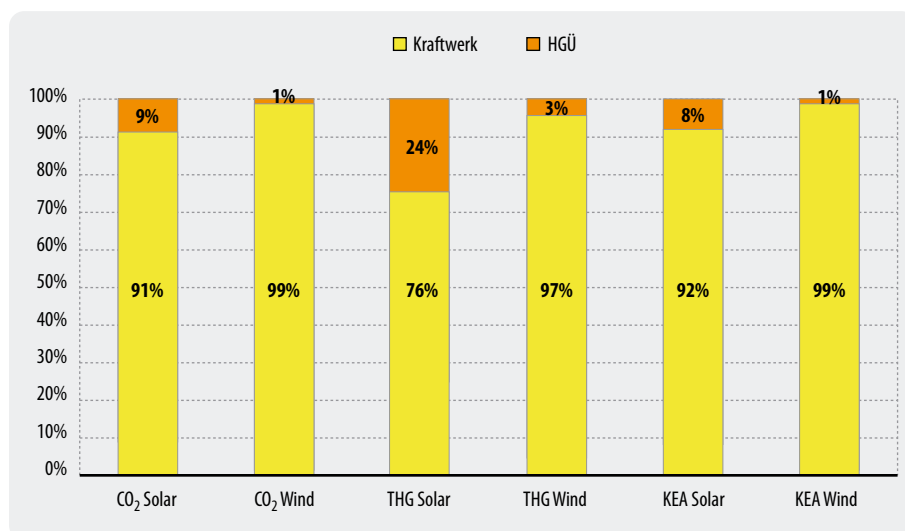


Abbildung 10-8: Vergleich der Anteile von Kraftwerk und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) an Emissionen und kumulierten Energieverbrauch (THG = Treibhausgas-Emissionen; KEA = Kumulierter Energieaufwand)

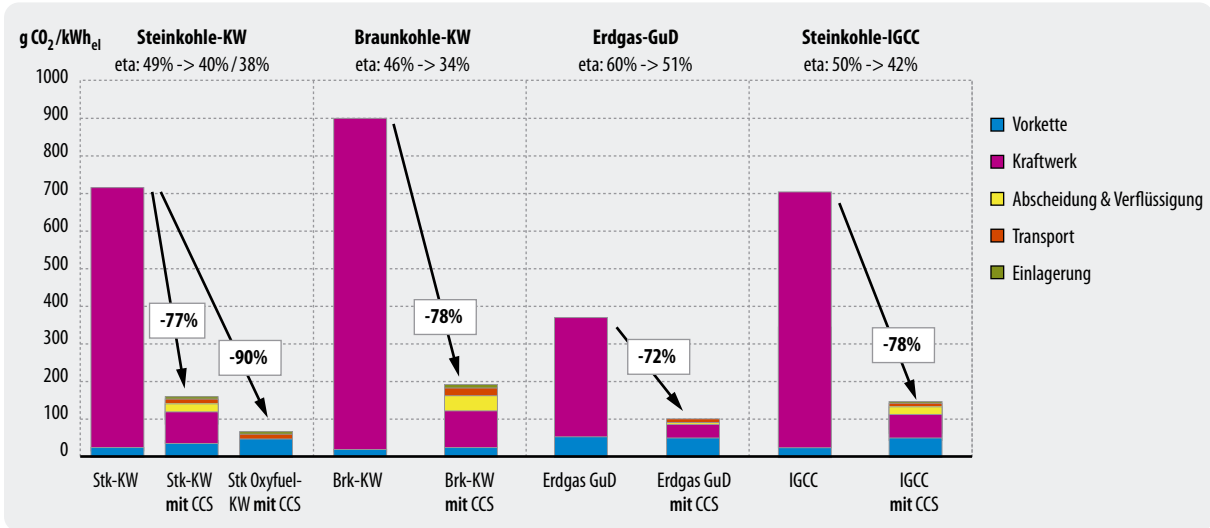


Abbildung 10-9: Vergleich der CO₂-Emissionen der fossilen Referenzkraftwerke ohne und mit CCS

der Luftmoleküle N₂O-Emissionen entstehen (May 2005). Der generell höhere Anteil bei der Solarthermie ist begründet in der erheblich längeren Leitung (3 120 km) im Vergleich zu Wind (530 km).

- Steinkohle (Dampf),
- Braunkohle (Dampf),
- Erdgas-GuD und
- Steinkohle-IGCC

10.6 Vergleich der Stromerzeugungssysteme

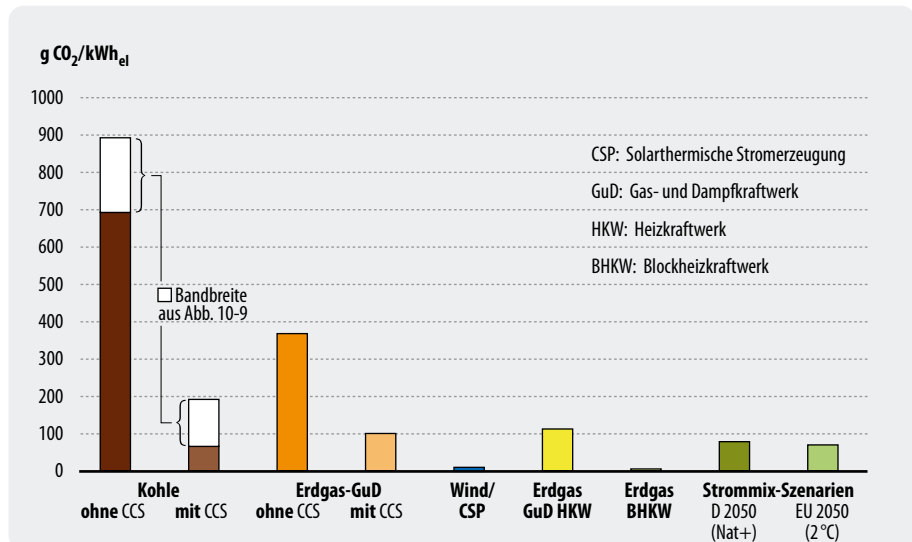
10.6.1 Treibhausgase und kumulierter Energieaufwand

Die im vorherigen Kapitel gezeigte Vorgehensweise wurde auf alle betrachteten fossilen Kraftwerke angewandt. In den folgenden Abbildungen werden die vier fossilen Referenzkraftwerkstypen

zunächst mit ihren jeweiligen CCS-Varianten verglichen. Neben den CO₂-Emissionen (Abbildung 10-9) und den Treibhausgas-Emissionen (Abbildung 10-11) wird auch der Kumulierte Energieaufwand (Abbildung 10-13) dargestellt. Im Hinblick auf die klimawirksamen Emissionen werden die CCS-Kraftwerke zusätzlich mit einer Auswahl weiterer Optionen aus dem Bereich

- **Erneuerbare Energien** (Solarthermische Kraftwerke bzw. Windkraftwerke) und
- **fortschrittliche fossile KWK** (Kraft-Wärme-Kopplung-Technologien (Erdgas-GuD-Heizkraftwerk bzw. Erdgas-Blockheizkraftwerk))

Abbildung 10-10: Vergleich der CO₂-Emissionen von CCS-Kraftwerken mit ausgewählten Anlagen aus dem Bereich Erneuerbare Energien und fortschrittliche fossile KWK-Technologien



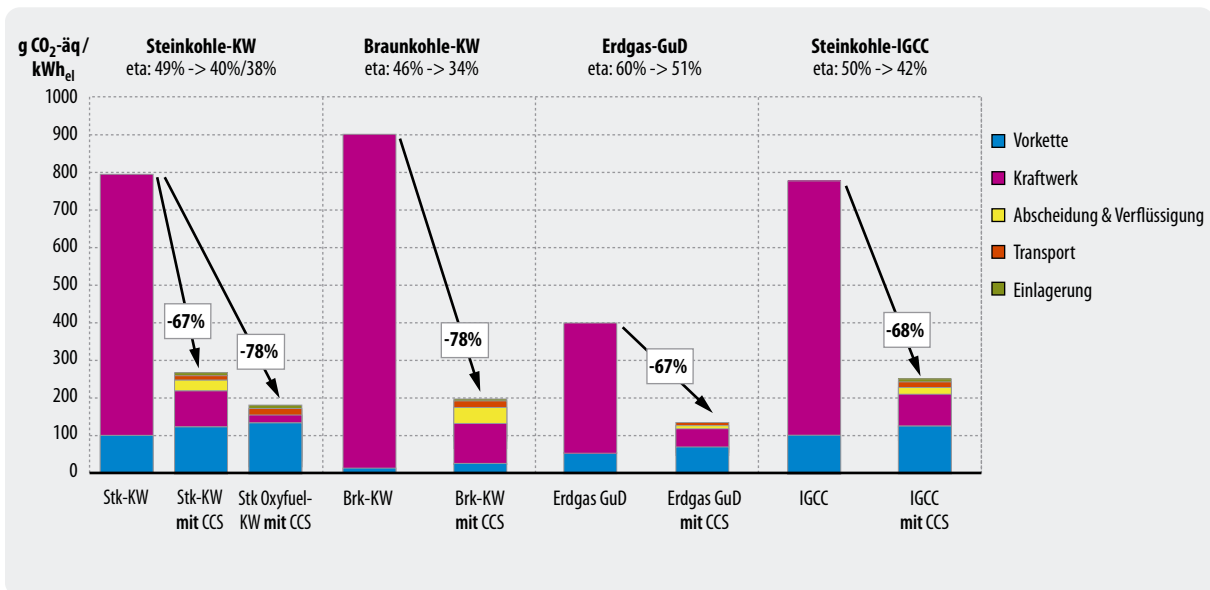


Abbildung 10-11: Vergleich der Treibhausgas-Emissionen der fossilen Referenzkraftwerke ohne und mit CCS

verglichen (CO₂-Vergleich in Abbildung 10-10 und THG-Vergleich in Abbildung 10-12). Weitere Wirkungskategorien werden im nachfolgenden Kapitel betrachtet.

Beachtet werden sollte bei dem Vergleich der CCS-Varianten, dass die Kraftwerke mit vor- und nachgeschalteter CO₂-Abscheidung mit einem Abscheidegrad von 88 Prozent gerechnet wurden, die Abscheidung beim Oxyfuel-Kraftwerk dagegen mit 99,5 Prozent angesetzt wurde.

Aus dem Vergleich der CO₂-Emissionen in Abbildung 10-9 können folgende Schlüsse gezogen werden:

- Betrachtet man zunächst nur die Kraftwerke mit Pre- und Post-Combustion-Technologie, so ist bei allen vier Kraftwerkstypen bei den gegebenen Annahmen eine Reduktion der CO₂-Emissionen von 72 Prozent bis 78 Prozent zu erzielen. Das Erdgas-GuD-Kraftwerk schneidet hierbei mit -72 Prozent relativ betrachtet am schlechtesten ab, da die Vorketten-Emissionen im Vergleich zu den restlichen Emissionen relativ gesehen am höchsten sind (und nicht durch die Abscheidetechnologie reduziert werden können).
- Vergleicht man die tatsächliche Reduktion (72 Prozent bis 78 Prozent) mit der gewählten Abscheiderate (88 Prozent), so zeigt sich eine Differenz von 10 bis 16 Prozentpunkten. Der Grund sind die Emissionen, die schon während der Vorkette auftreten, sowie der durch die Abscheidung verursachte höhere spezifische Energieverbrauch.
- Das Steinkohle-Kraftwerk mit Oxyfuel-Technologie erreicht eine Reduktion der CO₂-Emissionen um 90 Prozent. Verglichen mit dem zunächst hohen Abscheidegrad von 99,5 Prozent sind dies

10 Prozentpunkte weniger, die ebenfalls durch die Emissionen der Vorkette, den höheren Energieverbrauch durch die Abscheidung und auch den höheren Verbrauch beim Transport (größere Transportmenge!) verursacht werden.

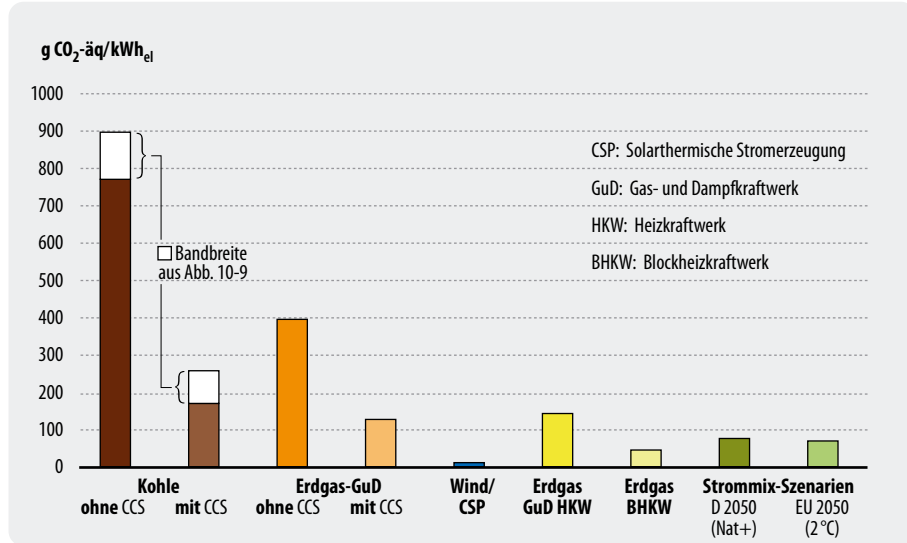
In Abbildung 10-10 sind neben der Stromerzeugung aus CCS-Kraftwerken (Kohle und Erdgas) zum Vergleich erneuerbare Energien (Wind offshore und solarthermische Kraftwerke) und fortschrittliche KWK-Technologien dargestellt (Erdgas-GuD-Kraftwerk mit Wärmeauskopplung und Erdgas-Blockheizkraftwerk). Ferner sind mögliche Strommixe für Deutschland und die EU im Jahr 2050 gegenübergestellt, deren Realisierbarkeit vom DLR in verschiedenen Studien nachgewiesen wurde⁴. Während die Belastung durch die erneuerbaren Energien (aus der Herstellung der Anlagen resultierend) sehr gering ist, liegen die fossilen Technologien und zukünftige Strommixe (ohne Einbezug von CCS) leicht höher als die CCS basierten Kraftwerke.

Ähnliche Schlussfolgerungen ergeben sich beim Vergleich der Treibhausgas-Emissionen (Abbildung 10-11). Als Treibhausgase wurden die CO₂-Äquivalente aus CO₂, CH₄ und N₂O berücksichtigt und gemäß den Faktoren in Tabelle 10-3 gewichtet.

- Die Reduktionsraten der Treibhausgas-Emissionen sind insgesamt geringer als die der reinen CO₂-Emissionen, da neben Kohlendioxid auch Methan und N₂O zum Treibhauseffekt beitragen.
- Beiden Kraftwerken mit Pre- und Post-Combustion-Technologie ist eine Reduktion der Treibhausgas-

⁴ Quellen: Erdgas GuD Heizkraftwerk und Erdgas BHKW: Fritsche et al. 2007; Strommix-Szenarien D: Nitsch 2007; Strommix-Szenarien EU: Greenpeace und EREC 2007

Abbildung 10-12: Vergleich der Treibhausgas-Emissionen von CCS-Kraftwerken mit ausgewählten Anlagen aus dem Bereich Erneuerbare Energien und fortschrittlichen Konzepten unter Einschluss fossiler Energieträger



Emissionen von 67 Prozent bis 78 Prozent zu erzielen. Wegen der geringen Vorketten-Emissionen schneidet das Braunkohle-Kraftwerk hierbei mit minus 78 Prozent am besten ab. Sowohl beim Erdgas-GuD als auch insbesondere beim Steinkohle-Kraftwerk tragen die Methan-Emissionen (Leckage der Leitungen bzw. Freiwerden bei der Förderung) zu einem höheren Treibhauspotenzial bei.

- Das Steinkohle-Kraftwerk mit Oxyfuel-Technologie erreicht (trotz der hohen CO₂-Abscheidungsrate von 99,5 Prozent) nur eine Reduktion der THG-Emissionen um 78 Prozent und liegt damit sowohl relativ als auch absolut betrachtet nahe am Braunkohle-Kraftwerk mit Post-Combustion-Technologie. Der Grund hierfür sind wiederum die Methan-

Emissionen, die aus der Steinkohle-Förderung zu Buche schlagen.

- Das beste Kraftwerk ohne CCS (Erdgas-GuD) hat mit 396 g CO₂-Äquivalenten pro kWh nur 51 Prozent mehr Emissionen zu verzeichnen als das schlechteste Kraftwerk mit CCS (Steinkohle-Dampfkraftwerk mit nachgeschalteter CO₂-Abscheidung und 262 g CO₂-Äquivalenten pro kWh).

Analog zu den CO₂-Emissionen sind auch die Treibhausgas-Emissionen insgesamt von Strom aus Wind bzw. Solarthermie verschwindend gering (Abb. 10-12). Mehr noch als bei den CO₂-Emissionen liegen die Treibhausgas-Emissionen der fortschrittlichen fossilen KWK-Technologien sowie die zukünftigen Strom-

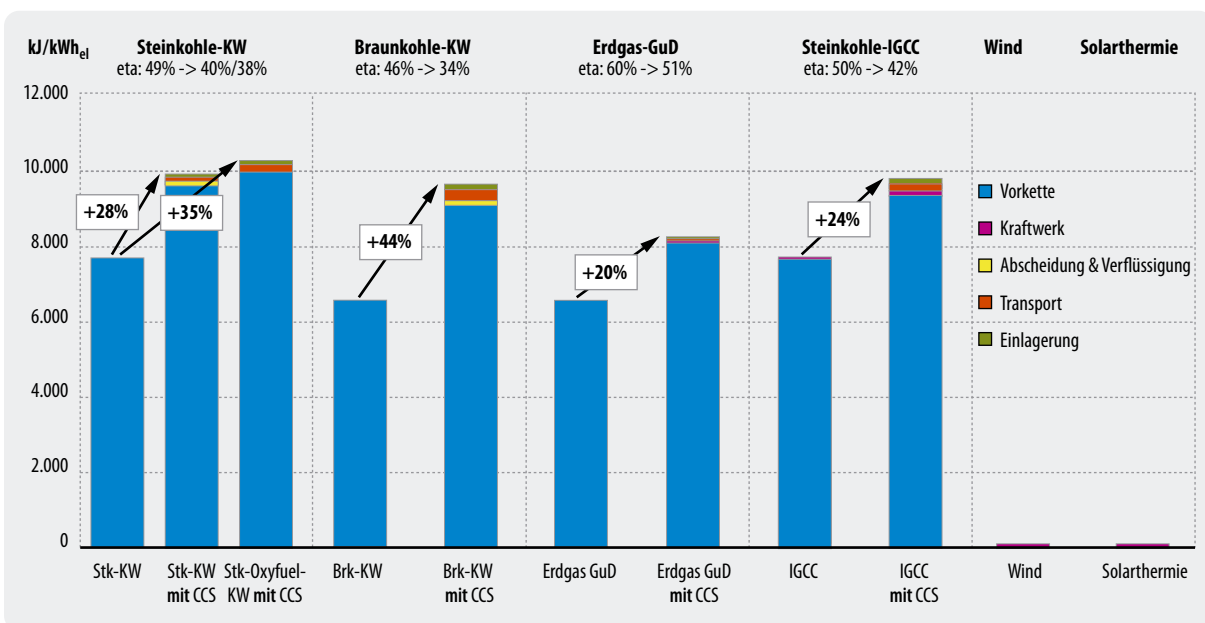


Abbildung 10-13: Vergleich des Kumulierten Energieaufwandes der fossilen und erneuerbaren Referenzkraftwerke ohne und mit CCS

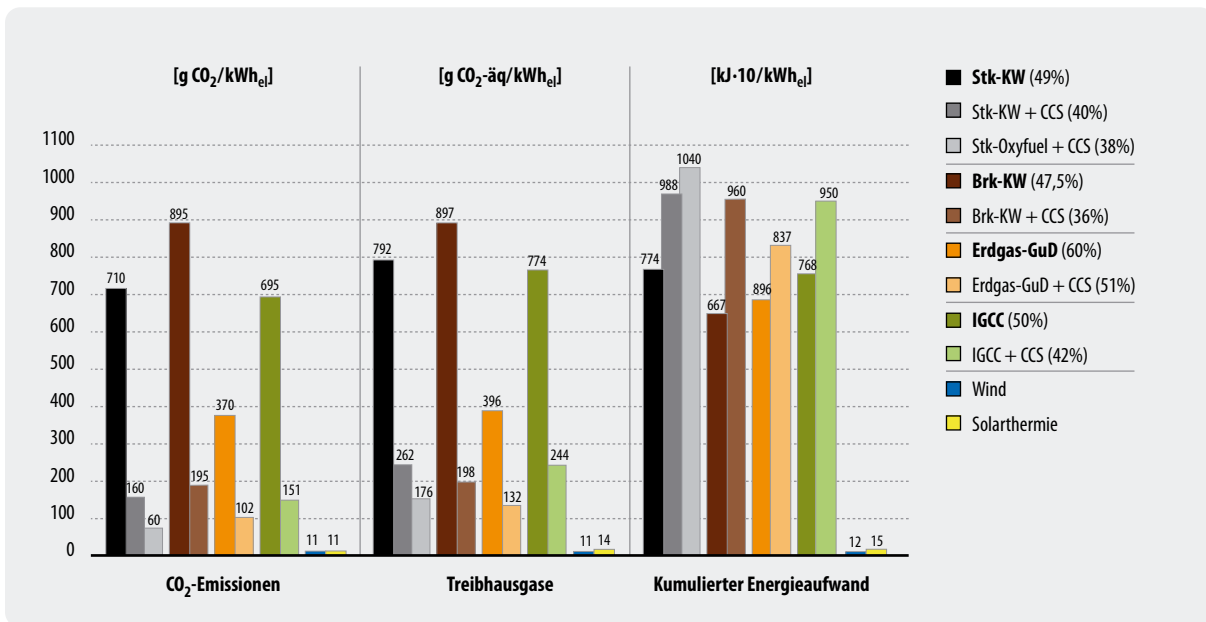


Abbildung 10-14: Vergleich der absoluten CO₂-Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für die fossilen und erneuerbaren Referenzkraftwerke ohne und mit CCS (jeweils mit Angabe des erreichten Wirkungsgrades)

mixe (ohne Einbezug von CCS) in etwa gleichauf mit den CCS-basierten Kraftwerken. Mit Erdgas-BHKW liegen damit bereits heute auf dem Markt befindliche Technologien vor, die schon jetzt so umweltfreundlich sind, wie es mit den CCS-Kraftwerken in 2020 erreicht werden soll.

Für den Kumulierten Energieaufwand (KEA) können folgende Schlussfolgerungen gezogen werden (Abbildung 10-13):

- Die Steigerungsraten beim Energieaufwand liegen zwischen 20 Prozent und 44 Prozent. Sie sind um so höher, je höher die spezifischen CO₂-Emissionen der Referenz-Kraftwerke (ohne CCS) sind, da bei höheren Emissionen auch mehr CO₂ abgetrennt und damit mehr Energie benötigt wird. Dementsprechend hat das Braunkohle-Dampfkraftwerk den höchsten Zuwachs, das Erdgas-GuD den niedrigsten Zuwachs des KEA zu verzeichnen.

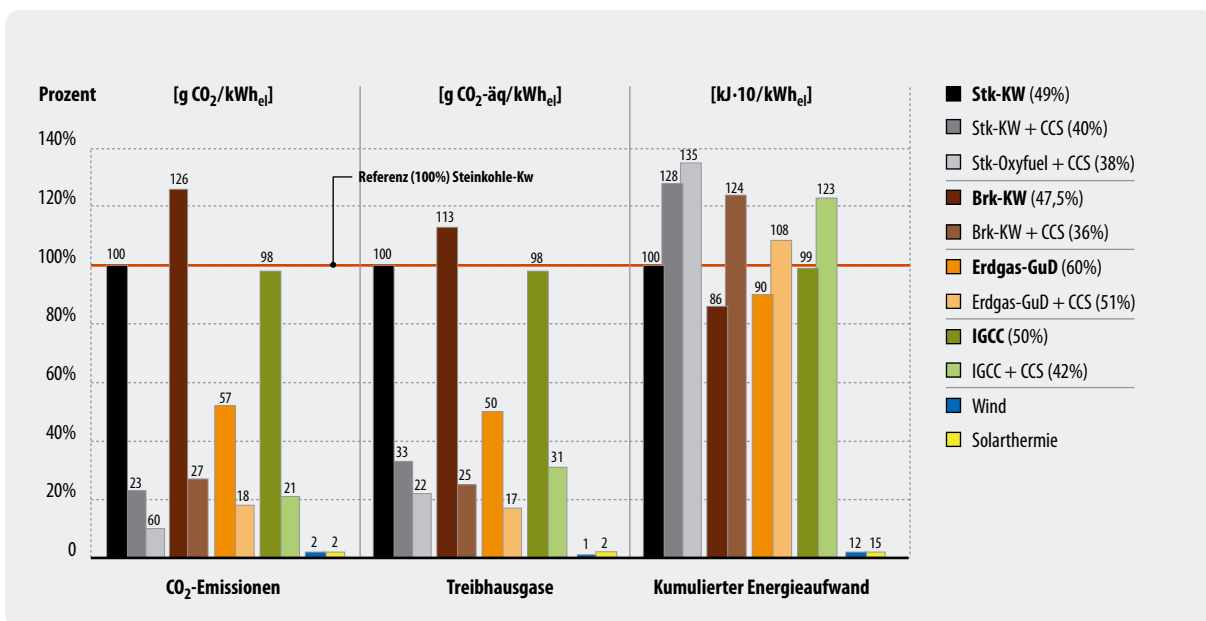
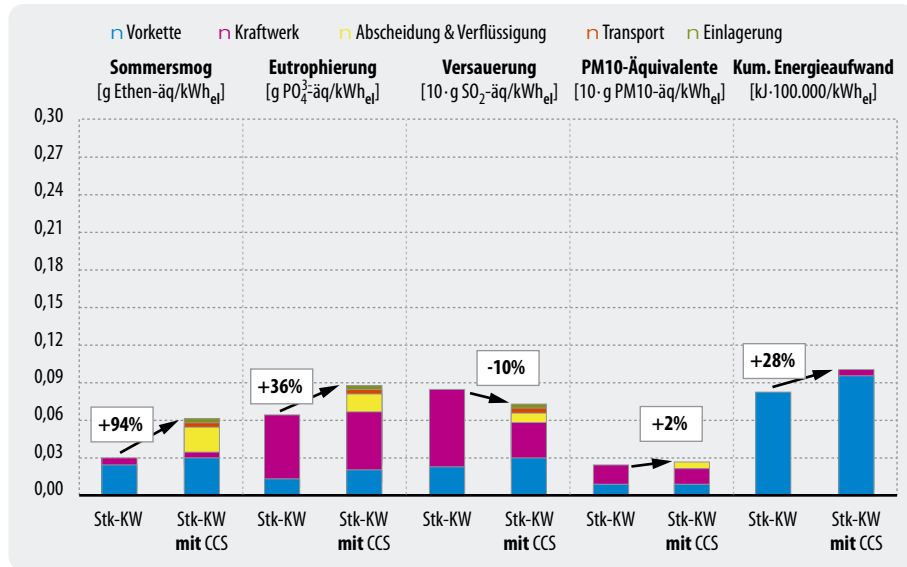


Abbildung 10-15: Vergleich der relativen CO₂-Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für die fossilen und erneuerbaren Referenzkraftwerke ohne und mit CCS (normiert auf das Steinkohle-Dampfkraftwerk) (jeweils mit Angabe des erreichten Wirkungsgrades)

Abbildung 10-16:
Vergleich weiterer Wirkungskategorien für das Steinkohle-Dampfkraftwerk ohne und mit CCS (Post-Combustion)



- Der KEA von Strom aus Wind bzw. Solarthermie ist mit etwa 2 Prozent (bezogen auf den KEA des Steinkohle-Referenzkraftwerks) wiederum verschwindend gering.

In den beiden Abbildungen 10-14 und 10-15 werden diese Relationen schließlich noch in zwei anderen Darstellungen wiedergegeben. Während in Abbildung 10-14 die *absoluten* Zahlen dargestellt werden, sind in Abbildung 10-15 die Werte *relativ zum Referenz-Steinkohle-Dampfkraftwerk* (= 100 Prozent) aufgetragen.

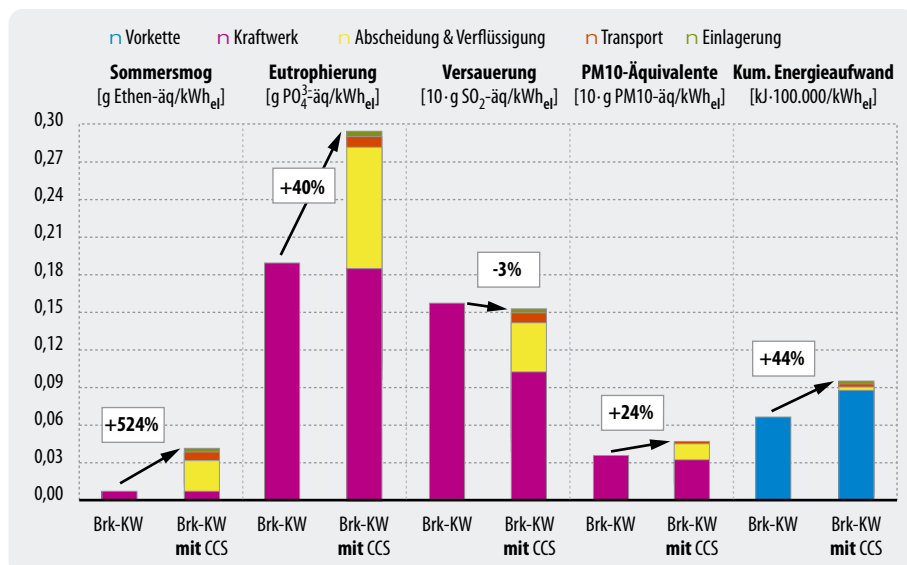
10.6.2 Weitere Wirkungskategorien

Wie im methodischen Teil (Kapitel 10.1.3) dargestellt, werden neben dem Treibhauseffekt und dem kumulierten Energieaufwand innerhalb der Ökobilanzierung weitere Wirkungskategorien ausgewertet. Dies sind

Sommersmog, Eutrophierung, Versauerung und die Partikelbelastung. Sie spielen insbesondere dann eine Rolle, wenn im Verlauf der CO₂-Abscheidung nicht nur ein höherer Energieverbrauch zu bilanzieren ist (dann würden sie zunächst ebenso wie CO₂- oder Methanemissionen linear ansteigen), sondern wenn andere Materialien zum Einsatz kommen, z.B. die Herstellung des Lösemittels Monoethanolamin (MEA) für die nachgeschaltete Abscheidung. Weiterhin werden – wie in den Annahmen gezeigt – einzelne Emissionen durch die Reaktion mit dem Lösemittel ebenfalls reduziert, was teilweise eine relative Reduktion in verschiedenen Wirkungskategorien bedingt.

Abbildung 10-16 zeigt die Veränderung der Wirkungskategorien am Beispiel des Steinkohle-Dampfkraftwerks ohne und mit CO₂-Abscheidung. Der um 28 Prozent höhere Energieverbrauch von Abscheidung, Transport und Speicherung bedingt zunächst einen proportio-

Abbildung 10-17:
Vergleich weiterer Wirkungskategorien für das Braunkohle-Dampfkraftwerk ohne und mit CCS (Post-Combustion)



nalen Anstieg bei allen Wirkungskategorien. Insgesamt sind jedoch weitere Einflüsse zu beachten:

- Der überproportionale Anstieg beim *Sommersmog* um weitere 66 Prozentpunkte auf 94 Prozent ist auf den Abscheidvorgang und hierbei auf die Herstellung der Chemikalie Monoethanolamin (und in geringem Maße auf das benötigte Natriumhydroxid) zurückzuführen.
- Ebenso basiert auch der zusätzliche Anstieg bei der *Eutrophierung* auf der Chemikalien-Herstellung. Er wird jedoch dadurch abgedämpft, dass die NO_x -Emissionen, die zur Eutrophierung beitragen, im Rahmen des Abscheidvorgangs des CO_2 ebenfalls (leicht) reduziert werden.
- Die Gesamtbilanz der *Versauerung* ist negativ, was durch die fast komplette Reduzierung der SO_2 -Emissionen im Betrieb verursacht wird. Da jedoch auch andere Substanzen wie die NO_x -Emissionen zur Versauerung beitragen und Vorkette, Transport und Speicherung zu addieren sind, ist insgesamt nur eine Reduktion um 10 Prozent zu verzeichnen.
- Ebenso wird durch die Halbierung der Partikelemissionen beim Betrieb insgesamt nur eine 2 prozentige Steigerung der *PM10-Äquivalente* erreicht.

Insgesamt ist zu beachten, dass der Abscheidvorgang mittels MEA noch nicht komplett modelliert werden konnte, so dass die Ergebnisse noch nicht als endgültig betrachtet werden sollten.

Ähnliche Auswirkungen sind beim Braunkohle-Dampfkraftwerk zu verzeichnen (Abbildung 10-17), nur dass die Werte insgesamt erheblich höher als beim Steinkohle-Kraftwerk sind (die Skalen sind jeweils gleich hoch).

Der Anstieg des *Sommersmogs* ist absolut gesehen leicht höher als beim Steinkohle-Kraftwerk (da aufgrund der höheren CO_2 -Emissionen mehr CO_2 abgeschieden und damit mehr MEA verbraucht wird). Er wirkt sich jedoch relativ gesehen (mit +524 Prozent) erheblich höher aus, da in der Vorkette nur minimale Emissionen anfallen.

Aufgrund der höheren Betriebsmissionen des Braunkohle-Kraftwerks sind auch die anteiligen Emissionen des Abscheidvorgangs erheblich höher. Hinzu kommen wiederum die Emissionen durch die Chemikalienherstellung. Da im Kraftwerk ohne CCS die Vorkette weitgehend unbeteiligt ist, fällt der Anstieg insgesamt höher aus als beim Steinkohle-Kraftwerk.

Abbildung 10-18 zeigt schließlich am Beispiel der Wirkungskategorien Sommersmog, Versauerung und Eutrophierung den Vergleich sämtlicher bilanzierter Kraftwerke zusammen mit der regenerativen Stromerzeugung. Alle Werte sind normiert auf das Steinkohle-Dampfkraftwerk. Die Grafik zeigt insbesondere die erheblichen Unterschiede der Emissionen von Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken auf. Beachtet werden sollte, dass beim Oxyfuel-Kraftwerk und beim IGCC-Kraftwerk (Pre-Combustion) noch keine detaillierte Modellierung der einzelnen Emissionen durchgeführt, sondern ein proportionaler Anstieg entsprechend des zusätzlichen Energieaufwandes angenommen wurde.

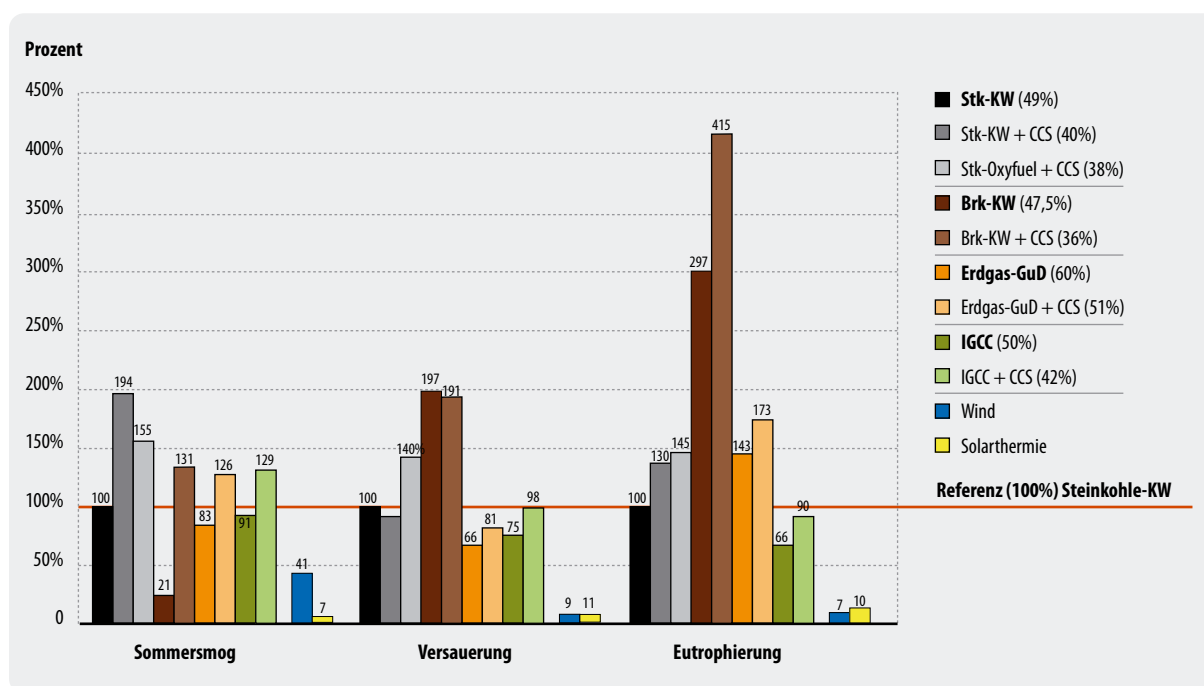


Abbildung 10-18: Vergleich der Wirkungskategorien Sommersmog, Versauerung und Eutrophierung in *relativer* Form für die fossilen und erneuerbaren Referenzkraftwerke ohne und mit CCS (normiert auf das Steinkohle-Dampfkraftwerk) (jeweils mit Angabe des erreichten Wirkungsgrades)

Wind- und Solarkraftwerke schneiden ebenfalls schlechter ab als bei den Treibhausgas-Emissionen und beim KEA, bleiben aber weiterhin weit unter den Werten der fossilen Kraftwerke. Verursacht werden diese Emissionen größtenteils durch die Herstellung der Kraftwerke. Eine detaillierte Interpretation kann für die Windbilanzen (Bruno 2003) sowie (Chataignere und le Boulch 2003) und für solarthermische Kraftwerke (Viebahn 2004) entnommen werden.

10.7 Sensitivitätsanalysen der Stromerzeugungssysteme

Die folgende Tabelle 10-13 zeigt die Sensitivitätsanalysen, die innerhalb der Ökobilanzierung durchgeführt wurden.

Tabelle 10-13: Sensitivitätsanalysen (Stromerzeugung)

Variation	Sensitiv.fall		Einheit	Grundvariante	Variation
1	1–4	Leckagerate des Speichers	%/a	0	0,0001 – 0,1
2	6–9	Abscheidegrad, variable Aufwendungen	%	88	90–96 mit entsprechend steigendem Ressourcenverbrauch
3	6a–9a	Abscheidegrad, fixe Aufwendungen	%	88	90–96 bei fixem Ressourcenverbrauch
4	14–17	Methan-Emissionen bei der Steinkohle-Förderung	kg/TJ	454	363–91

10.7.1 Sensitivitätsanalyse 1: Variation der Leckagerate

Grundlage

Von keinem Experten konnte bisher nachgewiesen werden, dass die zu wählenden Speicher hundertprozentig dicht sein werden, so dass im Rahmen der Ökobilanzierung auch die Frage der Leckage betrachtet werden muss. Genauso wenig wird jedoch eine verlässliche Aussage über mögliche Leckageraten (leakage rate) getroffen. Das IPCC stellt jedoch in seinem Sonderbericht zu CCS fest, dass wenn kontinuierliche Leckageraten auftreten, zumindest teilweise der Nutzen für den Klimaschutz zunichte gemacht werden würde (IPCC 2005b). Es bietet sich daher an, die Auswirkungen einer möglichen Leckage mittels einer Sensitivitätsanalyse zu betrachten.

Vorgehensweise

Zur Modellierung von Leckagen wurden folgende Annahmen getroffen:

- Für die Modellierung wurden vier unterschiedliche Leckageraten gewählt, um die Unsicherheiten der CO₂-Austrittsrate abzubilden (0,1/0,01/0,001/0,0001 Prozent/Jahr). Aus heutiger Sicht erscheint es wenig wahrscheinlich und aus betriebswirtschaftlichen Gründen schon wenig sinnvoll, Speicher mit potenziell höheren Leckageraten in Betrieb zu nehmen.
- Die Leckage beginnt bereits im ersten Jahr der Einspeicherung; die tatsächlichen jährlichen Leckageraten werden jedoch in Abhängigkeit vom Füllstand des Speichers gerechnet. Je weniger der Speicher gefüllt ist, um so geringer ist die tatsächliche Leckagerate. Die volle Rate wird erst ab dem Zeitpunkt angenommen, ab dem der Speicher gefüllt ist.
- Als Zeitpunkt, zu dem der imaginäre Speicher gefüllt sein wird, wird in dem Modell das Jahr 41 angenommen, während die Systemlaufzeit, also die Laufzeit der Kraftwerke, 30 Jahre beträgt. Innerhalb der verbleibenden zehn Jahre könnte der Speicher beispielsweise durch ein anderes Kraftwerk weiter aufgefüllt werden.

Speichermenge und Leckage (1%/a)

über 100 Jahre

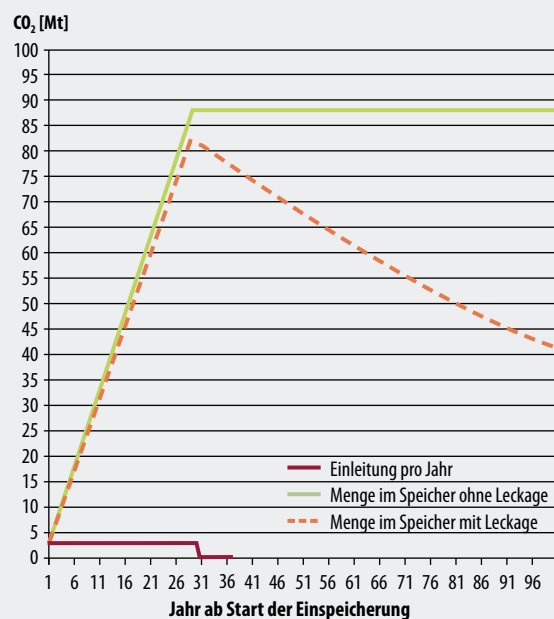


Abbildung 10-19: Speichermenge und Leckage am Beispiel des Steinkohle-Kraftwerks über die ersten 100 Jahre bei einer Leckagerate von 1%/a

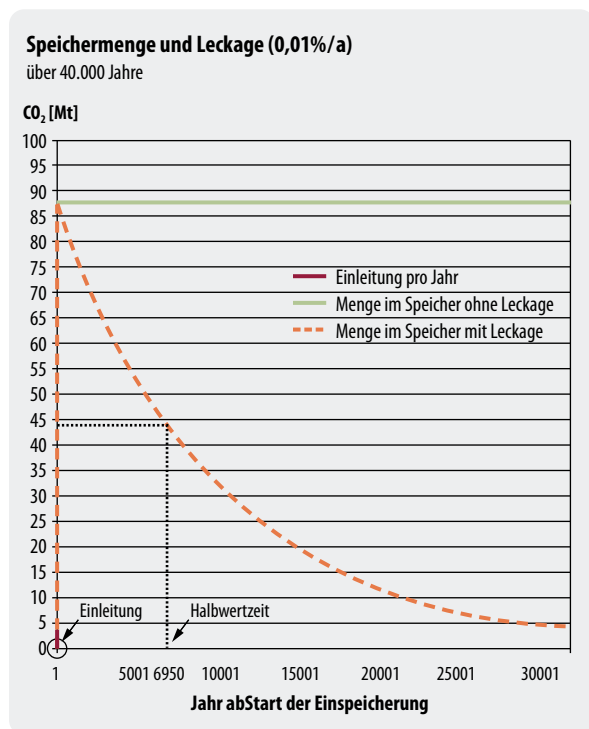


Abbildung 10-20: Speichermenge und Leckage am Beispiel des Steinkohle-Kraftwerks über 40 000 Jahre bei einer Leckagerate von 0,01 %/a

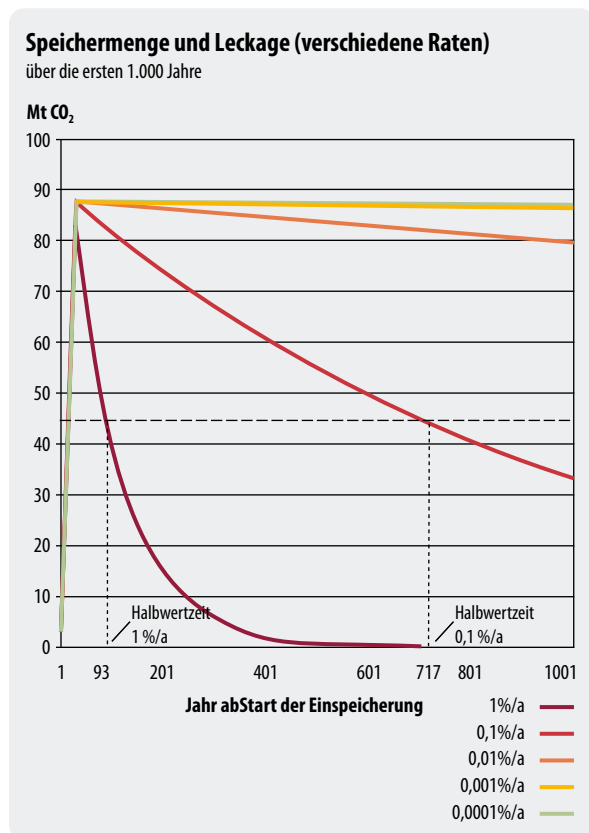


Abbildung 10-21: Entwicklung des Speicherinhalts am Beispiel des Steinkohle-Kraftwerks über die ersten 1 000 Jahre bei Leckagerate von 1 %/a bis 0,0001 %/a

Die Berechnungen werden stellvertretend für alle Kraftwerke am Beispiel des 700 MW-Steinkohle-Kraftwerks durchgeführt.

Die folgenden beiden Abbildungen verdeutlichen die Entwicklung der Speichermengen. Abbildung 10-19 zeigt zunächst die Entwicklung über die ersten 100 Jahre. Zur besseren Sichtbarkeit wird hier mit einer Leckagerate von 1 Prozent/Jahr gerechnet, die jedoch nur zu diesem Zweck betrachtet wird. Es ist deutlich zu erkennen, dass während der Füllzeit innerhalb der ersten 30 Jahre nur sehr wenig CO₂ wieder freigesetzt wird. Erst ab dem Jahr 41 kommt die gesamte Leckagerate zum Tragen.

In Abbildung 10-20 wird die Entwicklung bei einer Leckagerate von 0,01 Prozent dargestellt, um die Entwicklung über 40 000 Jahre zeigen zu können. Während in der Füllzeit der ersten 40 Jahre praktisch kein CO₂ freigesetzt wird, beginnt die kontinuierliche Freisetzung ab dem Jahr 41 und verläuft dann umgekehrt exponentiell, bis nach 40 000 Jahren fast die komplette gespeicherte Menge wieder entwichen ist⁵. Die „Halbwertszeit“, das ist die Zeitspanne, in der 50 Prozent des gespeicherten CO₂ entwichen sind, beträgt in diesem Fall 6 950 Jahre.

In Abbildung 10-21 wird die Entwicklung des Speicherinhalts für die verschiedenen Leckageraten zusammengefasst über die ersten 2 000 Jahre dargestellt.

Mathematische Herleitung

Sei L_{rate} die angenommene Leckagerate pro Jahr und t_{voll} der Zeitpunkt, ab dem der Speicher gefüllt ist, dann berechnet sich die tatsächliche Leckagerate als

$$tats\ae chliche_Leckagerate_im_Jahr_i = \begin{cases} L_{rate} * \frac{i}{t_{voll}} & falls \ i < t_{voll} \\ L_{rate} & falls \ i \geq t_{voll} \end{cases} \quad (1)$$

Entsprechend errechnet sich bei gegebenem Speichervolumen $V(t)$ die Leckagehöhe $L(t)$ des Jahres t nach

$$L(t) = \begin{cases} V(t) * L_{rate} * \frac{i}{t_{voll}} & falls \ i < t_{voll} \\ V(t) * L_{rate} & falls \ i \geq t_{voll} \end{cases} \quad (2)$$

Das jeweilige Speichervolumen $V(t)$ errechnet sich aus dem Speichervolumen zum Zeitpunkt $t-1$, erhöht um die Einspeichermenge $Ein(t)$ und erniedrigt um die Leckage $L(t-1)$:

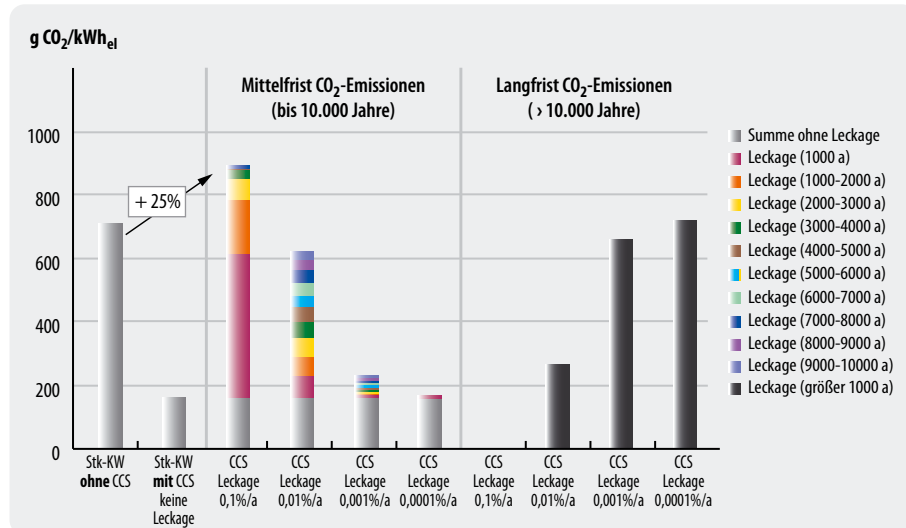
$$V(t) = \begin{cases} V(t-1) + Ein(t) - L(t-1) & falls \ i < t_{voll} \\ V(t-1) - L(t-1) & falls \ i \geq t_{voll} \end{cases} \quad (3)$$

Die aufsummierte Leckagemenge L_{total} zum Zeitpunkt t

$$L_{total}(t) = \sum_{i=0}^t L(i)$$

5 Da Excel nur die ersten 32 000 Datenpunkte darstellen kann, sind die kompletten 40 000 Jahre nicht sichtbar.

Abbildung 10-22:
Entwicklung der CO₂-Emissionen für das Steinkohle-Kraftwerk bei verschiedenen CO₂-Leckageraten, dargestellt als mittelfristige (bis 10 000 Jahre in 1000-Jahres-Schritten) und langfristige Emissionen (> 10 000 Jahren)



berechnet sich dann aus (2) und (3) zu

$$L_{\text{total}}(t) = \sum_{i=1}^{t_{\text{voll}}-1} V(t-1) + Ein(t) - L(t-1) + \sum_{i=t_{\text{voll}}}^t V(t-1) - L(t-1)$$

aufgeteilt auf die Mengen vor dem Zeitpunkt t_{voll} und nach dem Zeitpunkt t_{voll} . Durch Lösen dieser iterativen Gleichung kann die Leckagemenge zu jedem beliebigen Zeitpunkt t genau errechnet werden.

Ökobilanzierung

Hinsichtlich der Ökobilanzierung werden die freigesetzten CO₂-Emissionen (zunächst relativ willkürlich) in mittelfristige und langfristige Emissionen eingeteilt, je nachdem ob sie innerhalb der nächsten 10 000 Jahre oder danach auftreten. Dabei tritt jedoch das Problem auf, wie laufende und zukünftige Emissionen und Wirkungen gegeneinander gewichtet bzw. Ereignisse in der Zukunft abdiskontiert werden können. Im Allgemeinen wird innerhalb von Ökobilanzen bisher nicht zwischen verschiedenen Emissionszeitpunkten unterschieden. Dies würde jedoch bedeuten, dass jede noch so kleine Leckagerate über den gesamten Zeitraum gesehen zu einem vollständigen Entweichen des CO₂ in die Atmosphäre führen würde. Die Einführung von CO₂-Sequestrierung würde damit automatisch zu einem generellen Anstieg der CO₂-Emissionen um 25 Prozent führen, könnte die Dichtheit der Speicher nicht hundertprozentig garantiert werden.

Aus Forschungssicht ist es somit erforderlich, eine Methode zu entwickeln, wie zukünftige Treibhausgas-Emissionen hinsichtlich ihrer Wirkung auf das Klima abdiskontiert werden sollten. Bisher wurde eine solche Arbeit nur für Emissionen aus der Abfallbeseitigung durchgeführt, bei denen Kurzfristmissionen aus Müllverbrennungsanlagen gegen Langfristmissionen aus Mülldeponien gewichtet wurden (Hellweg et al. 2003).

Ergebnisse

Wird die Grundrechnung mit einer Leckagerate von 0 Prozent angenommen, stellt dies den „best case“ dar, denn sämtliche Sensitivitätsrechnungen ergeben einen höheren Ausstoß an CO₂-Emissionen. Wie sie sich verändern, zeigt die Abbildung 10-22. Der erste Balken stellt das Referenzkraftwerk ohne CCS dar, der zweite Balken das Referenz-CCS-Kraftwerk (ohne Leckage) und die folgenden Balken die vier betrachteten Sensitivitätsfälle. Die erste Gruppe zeigt die mittelfristigen Emissionen (bis zum Jahr 10 000), die zweite Gruppe die Langfristmissionen über das Jahr 10 000 hinaus. Im Falle einer (relativ hohen) Leckagerate von 0,1 Prozent/Jahr würde das gesamte im Untergrund gespeicherte CO₂ innerhalb von 6 000 Jahren wieder in die Atmosphäre freigesetzt werden. Je kleiner die Leckageraten angenommen werden, um so weiter verschiebt sich die Freisetzung auf Zeiträume größer 10 000 Jahre.

10.7.2 Sensitivitätsanalyse 2: Variation des Abscheidegrades (bei variablen Aufwendungen)

Grundlage

Für die Modellrechnungen wurde bisher ein Abscheidegrad der CO₂-Emissionen direkt am Kraftwerk von 88 Prozent angenommen, der in der Literatur überwiegend als Stand der Technik angegeben wird. Bei der nachgeschalteten Abscheidung mittels MEA wird abhängig von der abgetrennten Menge an CO₂ eine entsprechende Menge an Strom und Dampf verbraucht, die den Netto-Wirkungsgrad der Kraftwerke erheblich herabsetzt. Da die Modellrechnung ausgehend vom derzeitigen Stand der Technik durchgeführt wurde und zukünftige Werte für den Abscheidegrad und den Ressourcenverbrauch bei der MEA-Abscheidung nicht bekannt sind, erscheint es sinnvoll, deren Einfluss mittels Sensitivitätsanalysen abzuschätzen. So könnte beispielsweise eine Steigerung der CO₂-Abscheidungen, die durch einen höheren Abscheidegrad

erreicht würden, wieder zunichte gemacht werden, wenn dabei durch höheren Strom- und Dampfverbrauch der Wirkungsgrad überproportional zurückgehen würde.

Vorgehensweise

Zur Modellierung des Abscheidegrades wurden folgende Annahmen getroffen:

- Der CO₂-Abscheidegrad wird sukzessive von der Grundvariante ausgehend (88 Prozent) auf 90, 92, 94 und 96 Prozent erhöht (bezeichnet als Sens_6 bis Sens_9).
- Die Aufwendungen an Strom, Dampf und MEA innerhalb der MEA-Abscheidung werden zunächst variabel gehalten, d.h. pro kg abgeschiedenem Kohlendioxid werden die gleichen Aufwendungen wie in der Grundvariante modelliert.
- Die Berechnungen werden stellvertretend für die Post-Combustion-Kraftwerke am Beispiel des 700 MW-Steinkohle-Kraftwerks durchgeführt.

Ergebnisse

Wie die folgende Abbildung 10-23 zeigt, gehen die spezifischen CO₂-Emissionen und auch die Treibhausgase (pro Kilowattstunde) parallel zur Erhöhung der Abscheiderate kontinuierlich zurück. Der erste Balken stellt wiederum das Referenzkraftwerk ohne CCS dar,

der zweite Balken das Referenz-CCS-Kraftwerk (88 Prozent Abscheidung) und Balken 3 bis 6 die vier betrachteten Sensitivitätsfälle.

Dies ist das Ergebnis verschiedener, zum Teil gegenläufiger Entwicklungen:

- Die spezifischen Emissionen der Vorkette steigen an, da insgesamt mehr Energie konsumiert wird;
- aufgrund der höheren Abscheideraten gehen die spezifischen Emissionen des Betriebes kontinuierlich zurück;
- auch die spezifischen Emissionen, die der Abscheidung zuzurechnen sind, gehen kontinuierlich zurück. Durch die höhere Abscheiderate und damit einen höheren Abscheideaufwand wird zwar mehr Strom, Dampf und MEA verbraucht (was zunächst die Emissionen erhöht), dies wird jedoch mehr als ausgeglichen durch die höheren abgeschiedenen CO₂-Mengen, so dass sich netto ein Absinken der Emissionen pro kWh ergibt;
- die Emissionen des Transports und der Speicherung steigen kontinuierlich an, da sie direkt proportional zur Menge des zu transportierenden und zu speichernden Kohlendioxids sind.

Die energetischen Aufwendungen dagegen steigen kontinuierlich an, da der Aufwand für die Abscheidung genauso wie für den Transport und die Speicherung steigt.

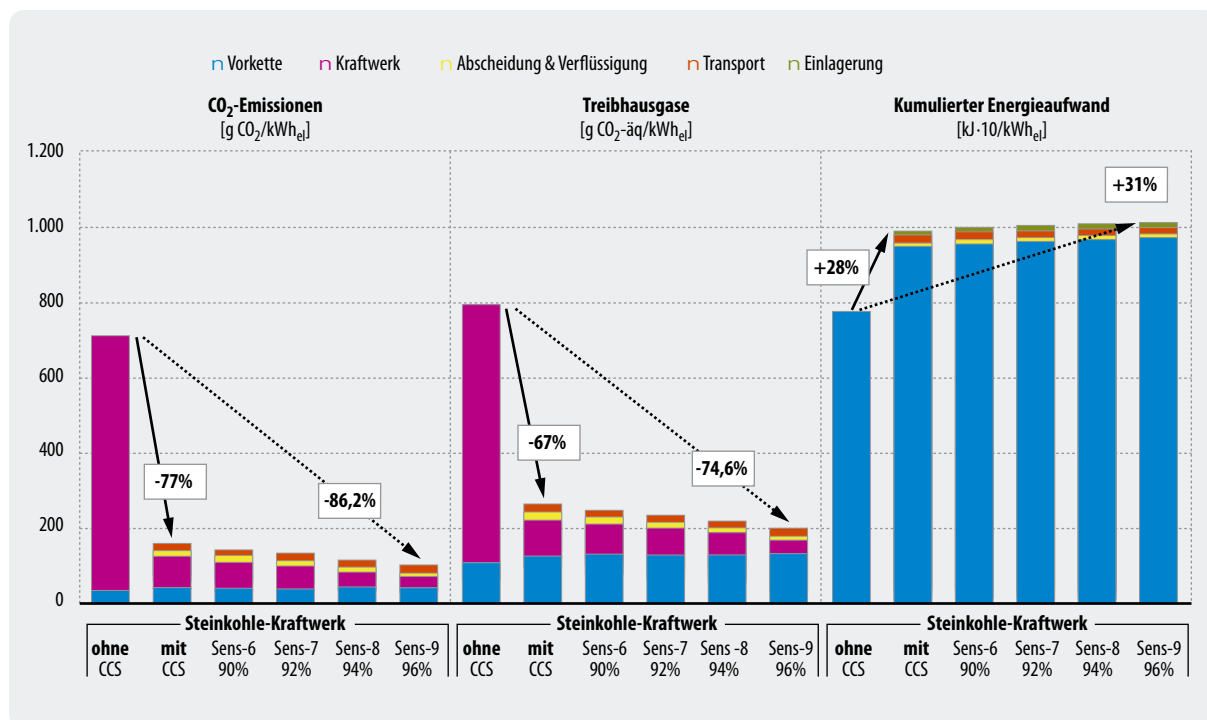


Abbildung 10-23: Entwicklung der CO₂-Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für das Steinkohle-Kraftwerk bei verschiedenen CO₂-Abscheidegraden und variablen Aufwendungen bei der Abscheidung

10.7.3 Sensitivitätsanalyse 3: Variation des Abscheidegrades (bei fixen Aufwänden)

Vorgehensweise

Im Unterschied zur vorherigen Sensitivitätsanalyse wird nun der Abscheideaufwand konstant gehalten, das bedeutet, dass eine Abscheiderate von 88 Prozent genauso viel Strom, Dampf und MEA benötigt wie eine Abscheiderate von 96 Prozent. Damit wird ein möglicher technischer Fortschritt bei der MEA-Abscheidung simuliert.

- Wie oben wird der CO₂-Abscheidegrad sukzessive von der Grundvariante ausgehend (88 Prozent) auf 90, 92, 94 und 96 Prozent erhöht (bezeichnet als Sens_6a bis Sens_9a).
- Die Aufwendungen an Strom, Dampf und MEA innerhalb der MEA-Abscheidung werden konstant gehalten.
- Die Berechnungen werden wiederum stellvertretend für die Post-Combustion-Kraftwerke am Beispiel des 700 MW-Steinkohle-Kraftwerks durchgeführt.

Ergebnisse

Wie Abbildung 10-24 zeigt, gehen die spezifischen CO₂-Emissionen und auch die Treibhausgase (pro Kilowattstunde) parallel zur Erhöhung der Abscheiderate wiederum kontinuierlich zurück. Im Vergleich zum

vorherigen Fall sinken die spezifischen Emissionen der Abscheidung noch weiter ab, da kein Zusatzaufwand bilanziert wurde, so dass auch die Gesamtemissionen leicht niedriger sind: Rückgang der CO₂-Emissionen beim höchsten Abscheidegrad auf 13,6 Prozent (oben: 13,8 Prozent); Rückgang der Treibhausgase auf 25 Prozent (oben: 25,4 Prozent). Die energetischen Aufwendungen sind ebenfalls geringer (Steigerung um 29 Prozent anstatt um 31 Prozent beim höchsten Abscheidegrad). Der erste Balken stellt wiederum das Referenzkraftwerk ohne CCS dar, der zweite Balken das Referenz-CCS-Kraftwerk (88 Prozent Abscheidung) und Balken 3 bis 6 die vier betrachteten Sensitivitätsfälle.

Insgesamt kann als Fazit der 2. und 3. Sensitivitätsanalyse gezogen werden, dass ein höherer CO₂-Abscheidegrad zu einem kontinuierlichen Absinken der spezifischen CO₂- und Treibhausgas-Emissionen beiträgt. Der größere Aufwand an Strom, Dampf und MEA erhöht zwar zunächst die Emissionen, was jedoch durch die höheren abgeschiedenen CO₂-Mengen mehr als ausgeglichen wird. Wird gleichzeitig der Aufwand durch den Abscheideprozess konstant gehalten, können die CO₂- und Treibhausgas-Emissionen noch marginal reduziert werden.

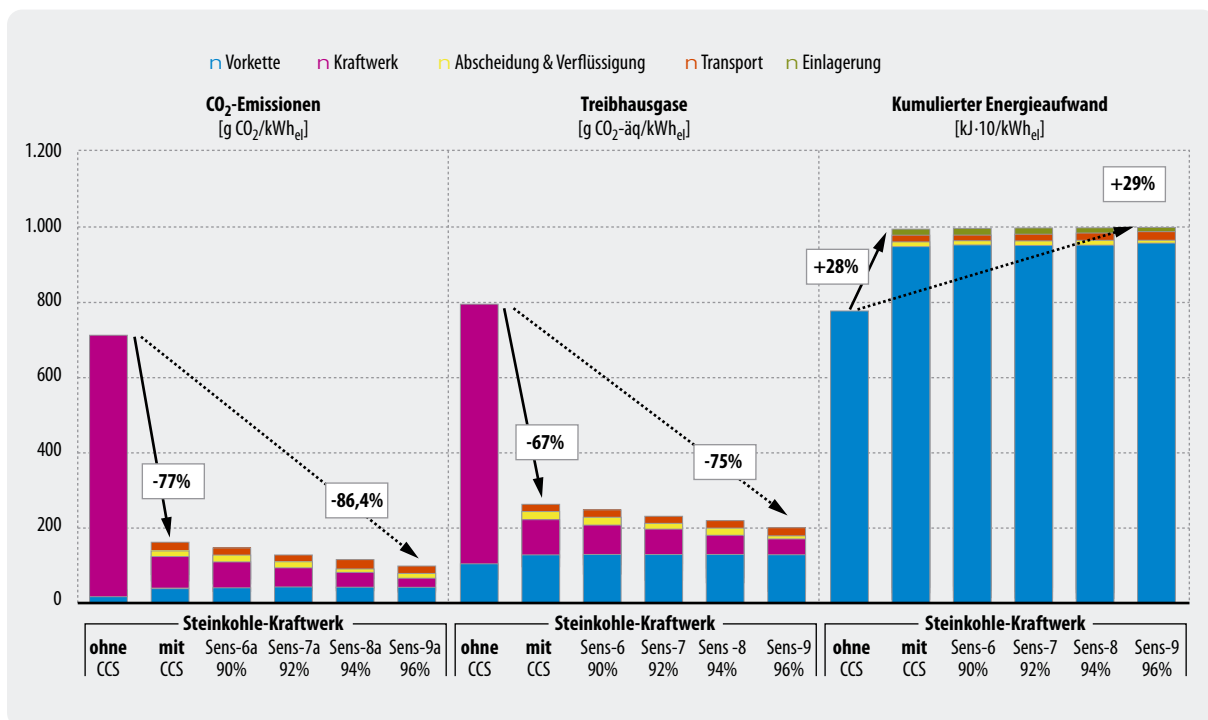


Abbildung 10-24: Entwicklung der CO₂-Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für das Steinkohle-Kraftwerk bei verschiedenen CO₂-Abscheidegraden und fixen Aufwänden bei der Abscheidung

Tabelle 10-14: Methan-Emissionen der verwendeten Primärenergie-Vorketten

Primär-energie	Umberto-Modul	Zeit-raum	Methan-Emissionen in kg/TJ
Steinkohle	Steinkohle-Mix D frei KW/In	2000	454
Braunkohle	Braunkohle-Mix D frei KW/In	2000	2
Erdgas	Vorkette_Erdgas_D_2010	2010	154

10.7.4 Sensitivitätsanalyse 4: Variation der Methan-Emissionen bei der Steinkohleförderung

Grundlage

Für die Modellrechnungen wurde bisher die Steinkohle-Vorkette „Steinkohle-Mix D frei KW/In“ verwendet, die den deutschen Steinkohle-Mix im Jahr 2000 abbildet (siehe Kapitel 10.3.2). Im Vergleich zu den Energieträgern Braunkohle und Erdgas werden dort relativ hohe Methan-Emissionen für die Steinkohle-Förderung bilanziert, wie Tabelle 10-14 zeigt:

Nur die Vorketten-Emissionen der Braunkohle sind vernachlässigbar, denn hier kommen nahezu ausschließlich die mit dem Energieverbrauch der Förderung verbundenen CO₂-Emissionen zum Tragen. Während beim Erdgas sowohl der Energieaufwand beim Transport des Gases als auch die Freisetzung von Erdgas durch Leckagen relevant ist, haben bei der Steinkohle-Vorkette neben dem Energieverbrauch bei der Förderung vor allem die Grubengasaustritte eine große Bedeutung (WI und MPI 2004).

Seit dem Jahr 2000 ist auch das Grubengas mit in das Erneuerbare-Energien-Gesetz einbezogen worden, so dass es in Deutschland zunehmend sowohl bei laufenden als auch bei stillgelegten Bergwerken abgesaugt und in

Blockheizkraftwerken energetisch genutzt wird. Während im Jahr 1999 im Ruhrrevier nur 800 kW_{el} zur Grubengasnutzung installiert waren, waren es in 2003 bereits 90 MW_{el} (Backhaus et al. 2003) und Ende 2005 schon 158 MW_{el} (Landesinitiative 2006). Sowohl in 2003 als auch in 2004 wurden jeweils etwa 160 Mio. m³ Methangas genutzt und etwa 600 GWh Strom erzeugt (Steinkohle-Portal.de 2006, Geologischer Dienst NRW 2006), in 2005 waren es bereits 885 GWh (Landesinitiative 2006).

Der in Umberto verwendete deutsche Steinkohlen-Mix 2000 setzt sich zusammen aus Deutschland: 62,1 Prozent, Polen (u. Osteuropa): 12,5 Prozent, Südafrika: 10,2 Prozent, Kolumbien/Kanada/ USA: 7,8 Prozent, Australien: 4,1 Prozent, Niederlande (und sonst. Westeuropa): 3,3 Prozent. Aufgrund des hohen Anteils deutscher Steinkohle hat die energetische Nutzung des Methans auch Einfluss auf die Methan-Emissionen des Gesamt-Mixes. Auch wenn hierzu keine detaillierten Daten vorliegen, sollten insbesondere für den Zeitraum 2020, der hier modelliert wird, niedrigere Methan-Emissionen als in 2000 angesetzt werden. Mithilfe einer Sensitivitätsanalyse wird im Folgenden daher untersucht, welchen Einfluss verringerte Methan-Emissionen der Steinkohle-Vorkette auf das Gesamtergebnis haben.

Vorgehensweise

Zur Modellierung der Methan-Emissionen wurden folgende Annahmen getroffen:

- Im Umberto-Modul „Steinkohle-Mix D frei KW/In“ werden die Methan-Emissionen von 454 kg/TJ in vier Sensitivitätsfällen auf 80, 60, 40 und 20 Prozent dieses Wertes gesenkt.
- Die Berechnungen werden wiederum am Beispiel des 700 MW-Steinkohle-Kraftwerks durchgeführt und die Ergebnisse dem Braunkohlekraftwerk gegenübergestellt.

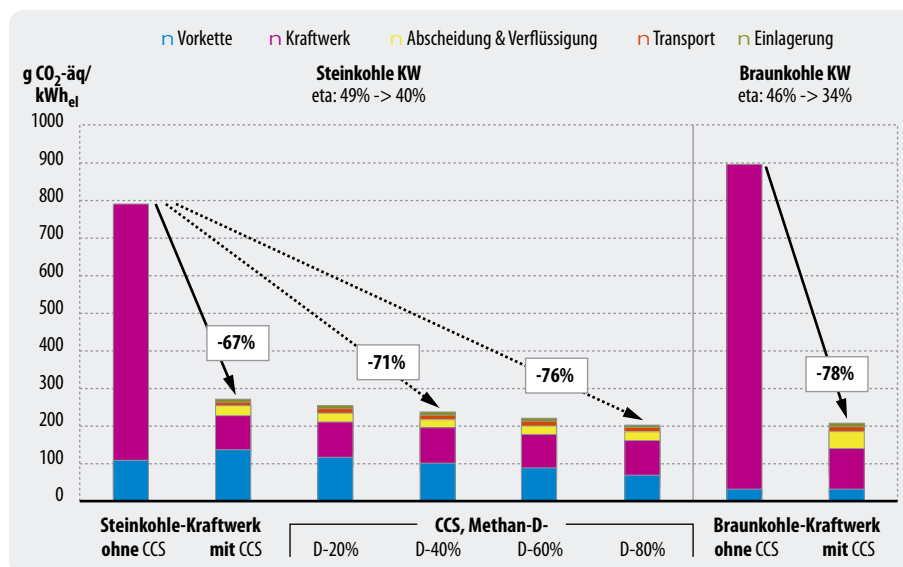


Abbildung 10-25: Vergleich der Treibhausgase insgesamt bei verschiedenen Methan-Emissionen der Steinkohle-Vorkette der fossilen Referenzkraftwerke

Ergebnisse

Abbildung 10-25 zeigt beim ersten Balken das Referenzkraftwerk ohne CCS, beim zweiten Balken das Referenz-CCS-Kraftwerk (100 Prozent der Methan-Emissionen) und in Balken 3 bis 6 die vier betrachteten Sensitivitätsfälle. Da in der Steinkohle-Vorkette neben den Methan-Emissionen auch CO₂-Emissionen anfallen, sinken die Treibhausgas-Emissionen der Vorkette insgesamt nur um 87 Prozent bis 46 Prozent ab. Auf den gesamten Kraftwerksprozess inklusive CO₂-Abscheidung bezogen, ergibt sich eine Minderung der Treibhausgas-Emissionen von 67 Prozent (Grundvariante) bis 76 Prozent (Sensitivitätsfall 4 mit 20 Prozent Methan-Emissionen). Damit nähert sich das CCS-Steinkohle-Kraftwerk den Werten des CCS-Braunkohle-Kraftwerks an, das zum Vergleich rechts im Bild dargestellt ist.

10.8 Schlussfolgerungen Stromerzeugung

- Die von der Industrie angegebene CO₂-Minderungsrate durch Abscheidung des CO₂ bezieht sich nur auf die CO₂-Emissionen des direkten Kraftwerksbetriebes. Ein Abscheidegrad von z.B. 88 Prozent suggeriert jedoch, dass die CO₂-Emissionen *insgesamt* auch um 88 Prozent vermindert werden. Geht man dagegen von einer ganzheitlichen Betrachtung aus, fallen fünf Prozent der CO₂-Emissionen – sowohl bei Steinkohle-Dampfkraftwerken als auch bei Erdgas-GuD – bereits in der Vorkette an. Ein verminderter Wirkungsgrad bedingt zudem einen höheren Primärenergieverbrauch und damit eine „größere“ Steinkohle- oder Erdgasvorkette. Beides zusammen hat zur Folge, dass die CO₂-Emissionen bei einem Abscheidegrad von 88 Prozent nicht ebenfalls um 88 Prozent, sondern in dem Sinne nur um 72–78 Prozent reduziert werden können. Angesichts dieser Tatsache erscheint es nicht gerechtfertigt, von „CO₂-freien“ Kraftwerken zu sprechen; treffender ist die Bezeichnung „CO₂-arm“, selbst wenn der Abscheidegrad am Kraftwerk noch weiter erhöht werden kann.
- Ebenfalls nicht berücksichtigt wird in der bisherigen Diskussion, dass nicht nur die CO₂-Emissionen, sondern generell die Treibhausgas-Emissionen reduziert werden müssen. So sieht das Kyoto-Protokoll für Deutschland eine Verminderung einer Palette von insgesamt 6 Treibhausgasen (und nicht nur der CO₂-Emissionen) um 21 Prozent bis zum Jahr 2012 vor. Berechnet man die Auswirkungen einer CO₂-Abscheidung auf die Treibhausgas-Emissionen, so zeigt sich, dass diese nur unterproportional reduziert werden können. Bei einem CO₂-Abscheidegrad von z.B. 88 Prozent können die Treibhausgase nur um 67–78 Prozent reduziert werden. Grund hierfür sind ebenfalls der erheblich höhere Primärenergieverbrauch und die mit der Rohstoffförderung und dem -transport einhergehenden und je nach Brennstoff und Brennstoffherkunft relativ hohen Methan-Emissionen. Diese wirken sich überproportional hoch auf den Treibhauseffekt aus.
- Das beste Kraftwerk ohne CCS (Erdgas-GuD) hat mit 396 g CO₂-Äquivalenten pro kWh nur 51 Prozent mehr Treibhausgas-Emissionen zu verzeichnen als das schlechteste Kraftwerk mit CCS (Steinkohle-Dampfkraftwerk mit 262 g CO₂-Äquivalenten pro kWh).
- Senkt man dagegen die Methan-Emissionen bei der Steinkohle-Förderung rein rechnerisch um bis zu 80 Prozent des heutigen Wertes ab, ergäbe dies für das Steinkohle-Kraftwerk mit CCS eine Minderung der Treibhausgas-Emissionen um 76 Prozent, verglichen mit dem gleichen Kraftwerk ohne CCS. Der Abscheidegrad wurde dabei konstant bei 88 Prozent gehalten. Damit nähert sich das CCS-Steinkohle-Kraftwerk den Werten des CCS-Braunkohle-Kraftwerks an, übertrifft jedoch die Treibhausgasemissionen des CCS-Erdgas-GuD noch um etwa 50 Prozent.
- Von allen betrachteten fossilen Kraftwerken scheidet dabei die Sauerstoff-Verbrennung am günstigsten ab. Der Grund liegt in der fast hundertprozentigen Abtrennung des CO₂ mittels der physikalischen Abscheidung. Dadurch sind Netto-Minderungs-raten der CO₂-Emissionen von 90 Prozent und der Treibhausgas-Emissionen von 78 Prozent möglich.
- Insgesamt erfordert die CO₂-Abscheidung je nach Verfahren einen zusätzlichen Energieverbrauch von 20 bis 44 Prozent. Auch wenn die Reichweite insbesondere von Kohle zunächst keinen Hinderungsgrund für eine vermehrte Nutzung darstellt, sind vielfältige andere Aspekte im Zusammenhang mit der Kohleförderung zu beachten. (Fell 2003) nennt z.B. Landschaftszerstörung, Boden- und Grundwasserabsenkungen, Menschenrechtsverletzungen beim Kohlebergbau und ökologische Begleitschäden durch brennende Kohleflöze in China. Diese Aspekte sind nicht mittels einer Ökobilanz zu erfassen, sollten jedoch nicht vernachlässigt werden.
- Der erheblich höhere Energieverbrauch trägt auch zu einer Veränderung der weiteren Umweltwirkungen bei, ausgedrückt durch die verschiedenen Wirkungskategorien. Da jedoch beim *Post-Combustion-Ansatz* durch das Lösemittel MEA neben CO₂ auch andere Betriebsemissionen gebunden werden, liegt hier ein differenziertes Bild vor: In der Kategorie Versauerung ist absolut gesehen eine leichte Reduktion zu verzeichnen; die PM10-Äquivalente (Feinstaub-Emissionen) steigen leicht an, während bei der Eutrophierung und dem Sommersmog erhebliche Zunahmen bilanziert wurden. Für *Pre-Combustion* und *Oxyfuel-Verbrennung* ist insgesamt mit einem Anstieg der Wirkungskategorien zu rechnen, die genaue Modellierung konnte jedoch mangels Daten noch nicht erfolgen.

- In jedem Fall günstigere Werte als fossile Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung weisen die betrachteten Erneuerbaren Energien auf. Solarthermisch erzeugter Strom sowie Strom aus Windkraftanlagen verursachen – inklusive Stromtransport – nur 2 bis 3 Prozent der CO₂-Emissionen, Treibhausgas und Kumulierten Energieverbräuche der fossilen Kraftwerke. Aber auch bei den weiteren Wirkungskategorien bleiben die erneuerbaren Werte noch weit unter denjenigen der fossilen Systeme.
- Bezieht man fortschrittliche, auf fossilen Energien basierende Kraftwerkskonzepte mit ein, so sind mit Erdgas-GuD-Anlagen (mit Wärmeauskopplung) und Blockheizkraftwerken (BHKW) bereits heute Technologien auf dem Markt verfügbar, die schon jetzt so umweltfreundlich sind, wie es mit den CCS-Kraftwerken in 2020 erreicht werden soll.
- Während der CO₂-Abscheidungsprozess selbst mit etwa 22 Prozent einen relevanten Anteil an den Gesamtemissionen hat, spielen Transport und Speicherung nur eine untergeordnete Rolle. Bei diesen beiden Teilprozessen sind jedoch weitergehende Modellierungen nötig, da die Grunddaten zum Teil noch unvollständig sind.
- Nicht nur unter Forschungsgesichtspunkten interessant erscheint die Frage der Diskontierung zukünftiger Emissionen. Analog zum Abfallbereich treten hier – bei Annahme einer Leckagerate größer Null – Emissionen tausende Jahre später auf, die jedoch hinsichtlich des aktuell notwendigen Vergleichs von Energiesystemen auf die Ist-Situation diskontiert werden müssten. In der Methodik der Ökobilanzierung wurde diese Fragestellung bis auf eine Arbeit bisher nicht behandelt, so dass für die Sensitivitätsanalyse ein vereinfachter Ansatz gewählt werden musste.
- Als Fazit aus den Sensitivitätsanalysen über Abscheidegrad und Abscheideaufwand kann gefolgert werden, dass ein höherer CO₂-Abscheidegrad zu einem kontinuierlichen Absinken der spezifischen CO₂- und Treibhausgas-Emissionen beiträgt. Der größere Aufwand an Strom, Dampf und MEA erhöht zwar zunächst die Emissionen, was jedoch durch die höheren abgeschiedenen CO₂-Mengen mehr als ausgeglichen wird. Wird gleichzeitig der Aufwand durch den Abscheidungsprozess konstant gehalten, können die CO₂- und Treibhausgas-Emissionen noch marginal reduziert werden.

10.9 Anlagen und Verfahren zur konventionellen Wasserstoffherzeugung mit CCS

10.9.1 Referenzanlagen

Die folgende Tabelle 10-15 zeigt die Grunddaten der verwendeten Referenzkraftwerke sowie ihrer Kombination mit CO₂-Rückhaltungsmaßnahmen. Sie sind abgestimmt mit den für die ökonomische Berechnung verwendeten Daten. Alle im folgenden angegebenen Werte beziehen sich grundsätzlich auf den Heizwert (LHV, lower heating value).

Tabelle 10-15: Grunddaten der Bereitstellung von Wasserstoff aus fossilen Energieträgern sowie ihrer Kombination mit CO₂-Rückhaltung

A) Ohne CO ₂ -Rückhaltung				
		Erdgas-Dampfreformierung		Kohlevergasung
Leistung	MW	350		560
Laufzeit	h	8 000		8 000
Nutzungsgrad ^{a)}	%	73,6		59
CO ₂ -Intensität Brennstoff	g CO ₂ /MJ ^{b)}	56		92
	g CO ₂ /kWh	202		331
CO ₂ -Intensität Wasserstoff (ohne Emissionen Strom)	g CO ₂ /kWh _{th}	274		561
Externer Strombezug	kWh _{el} /kWh _{th}	0,005		–
Dampfexport	kg/kWh _{th}	0,158		–
B) Mit CO ₂ -Rückhaltung				
		Erdgas-Dampfreformierung		Kohlevergasung
		Modell Lurgi/ZSW ^{c)}	Modell DOE ^{d)}	
Leistung	MW	325	329	522
Nutzungsgrad ^{a)}	%	68,4	69,1	55
Minderung	%-Punkte	5,2	4,5	4
Externer Strombezug	kWh _{el} /kWh _{th}	0,005	0,0125	–
Dampfexport	kg/kWh _{th}	0,079	0	–
Abscheidegrad	%	53	71	88
CO ₂ zu entsorgen	t/a	437 389	580 001	2 374 042

^{a)} bezogen auf den Heizwert, ohne Exportdampf
^{b)} Quelle: UBA 2003
^{c)} Quelle: Küppers 2006, ^{d)} Quelle: DOE 2002

Tabelle 10-16: Quellen der Ökobilanzmodule zur Bereitstellung von Wasserstoff aus fossilen Energieträgern

Kraftwerkstyp	Leistung [MW]	Fkt. Einheit	Nutzungsgrad ^{a)} [%]	Quelle	Modulname	Zeitraum
Erdgas-Dampfreformierung	24	1 Nm ³ H ₂	72	Pehnt 2002	Neu implementiert	1998
Kohlevergasung (Stk-IGCC)	450	1 kWh _{el} ^{b)}	51,5	Briem et al. 2004	Neu implementiert	2010
^{a)} bezogen auf den Heizwert ^{b)} Das IGCC-Modul liegt bisher nur für die Stromerzeugung vor.						

Zur Modellierung der Ökobilanz wurden die jeweils aktuellsten vorliegenden Module für die bestehenden Technologien und Vorketten verwendet. Diese Module wurden bis zum Jahr 2020 fortgeschrieben, indem der Nutzungsgrad an die in der obigen Tabelle dargestellten Werte angepasst wurde. Die verwendeten Ökobilanzmodule entstammen folgenden Quellen (Tabelle 10-16).

- **Erdgas-Dampfreformierung:** In (Pehnt 2002) wurde das klassische Verfahren der Erdgas-Dampfreformierung mittels einer modernen Produktionsanlage der Firma Lurgi mit einer relativ kleinen Leistung (8 000 Nm³/h bzw. 24 MW_{th}) und Originaldaten von Lurgi modelliert. Diese wurden von ihm mit einer Literaturquelle für eine große Anlage der Firma Linde verglichen, wobei sich herausstellte, dass die Werte nahezu identisch waren. Aus diesem Grund wurden hier die von Pehnt angegebenen Daten verwendet und in Umberto entsprechend modelliert. Der Nutzungsgrad der betrachteten Anlage beträgt 72 Prozent ohne Nutzung des Dampfes (bzw. 81 Prozent mit Export des Dampfes) und wird für 2020 auf 74 Prozent fortgeschrieben. Die Anlage wurde mit einer Gutschrift für den Dampf modelliert, indem ein Erdgas-Brennkessel gegen gerechnet wurde. Ein Teil des Dampfes wird jedoch bereits zur Herstellung des benötigten Eigenstrombedarfs verwendet. Trotzdem muss noch Strom von extern bezogen werden. Die nötige Wärmeerzeugung erfolgt durch die Verbrennung eines Teils des eingesetzten Erdgases sowie der im Prozess anfallenden Restgase. Es entsteht daher ein Abgas mit einer bei einer Gasverbrennung üblichen Zusammensetzung (darin 3–15 Prozent CO₂).
- **Steinkohle-IGCC:** Als Grundmodul wird das gleiche IGCC-Steinkohle-Kraftwerk wie bei der Strombilanzierung verwendet und der entsprechende Wirkungsgrad für die Wasserstoff-Erzeugung ein-

gesetzt. Die Abtrennung des Wasserstoffs aus dem Synthesegas wurde noch nicht modelliert.

10.9.2 Vorketten

Die für die Vorketten verwendeten Ökobilanzmodule entstammen folgenden Quellen (Tabelle 10-17). Bei der Dampfreformierung werden sie sowohl für die eigentliche Wasserstoffherstellung als auch für die Gutschrift mittels Erdgaskessel verwendet.

- **Steinkohle:** Es wird die gleiche Steinkohle-Vorkette wie bei der Stromerzeugung verwendet (siehe Kapitel 10.3.2).
- **Erdgas:** Es wird die gleiche Erdgas-Vorkette wie bei der Stromerzeugung verwendet (siehe Kapitel 10.3.2).

10.9.3 CO₂-Abscheidung

Im Gegensatz zur CO₂-Abscheidung bei Kraftwerken können bei der Produktion von Wasserstoff keine „fertigen“ Anlagenmodule verwendet und um Bausteine der CO₂-Abscheidung ergänzt werden. Stattdessen müssen die Anlagen mit CCS neu modelliert werden. Bei der Bilanzierung wurde zunächst folgender Weg gewählt:

Kohlevergasung

Bei der Kohlevergasung wird das CO₂ vor der Erzeugung des Wasserstoffs aus einem H₂/CO₂-Gemisch herausgelöst, indem zwischen dem Shift-Reaktor und der PSA-Einheit eine physikalische Wäsche geschaltet wird (siehe z.B. Parsons 2002). Dies konnte hier aus zeitlichen Gründen nicht modelliert werden; stattdessen

Tabelle 10-17: Quellen der Ökobilanzmodule der fossilen Vorketten

Brennstoff	Fkt. Einheit	Quelle	Modulname	Zeitraum
Steinkohle	1 kg	Umberto	Steinkohle-Mix D frei KW/In	2000
Erdgas	1 kJ	Umberto, Pehnt 2002, WI und PMI 2004	Vorkette_Erdgas_D_2010	2010

wurde für die Kohlevergasung das Referenzmodul der IGCC-Stromerzeugung verwendet und der Wirkungsgrad entsprechend den obigen Angaben herabgesetzt. Der Mehrverbrauch der Anlage wurde der physikalischen Abscheidung zugerechnet. Als Abscheidegrad wurden wie bei der IGCC-Stromproduktion 88 Prozent angesetzt (siehe auch die Erläuterungen bei der Stromerzeugung in Kapitel 10.3.3).

Erdgas-Dampfreformierung

Die Erdgas-Dampfreformierung mit CO₂-Abscheidung wurde nach zwei verschiedenen Quellen modelliert:

1. Im ersten Fall wurde von ZSW die Erdgas-Dampfreformierung auf Basis des Lurgi-Verfahrens als Referenzsystem simuliert und dann eine CO₂-Ab-

trennung mittels chemischer Wäsche (MEA-Verfahren) integriert. Die Referenzanlage entspricht den Werten aus (Pehnt 2002) (siehe Kapitel 10.9.1). Die Anlage inklusive CO₂-Abtrennung ist in Abbildung 10-26 dargestellt und weist folgende Unterschiede gegenüber dem Referenzfall auf:

- Bei der chemischen Wäsche mittels MEA fällt ein entsprechender Verbrauch von Dampf und Strom an. Hierfür wird ein Teil des überschüssigen Dampfes verwendet. Um den externen Strombezug nicht zu vergrößern, wird der zusätzliche Stromverbrauch intern erzeugt, so dass der Nutzungsgrad um 5,2 Prozentpunkte sinkt. Netto verringert sich der Exportdampf um etwa die Hälfte, so dass auch die Gutschrift durch einen Erdgas-Kessel entsprechend geringer ausfällt.

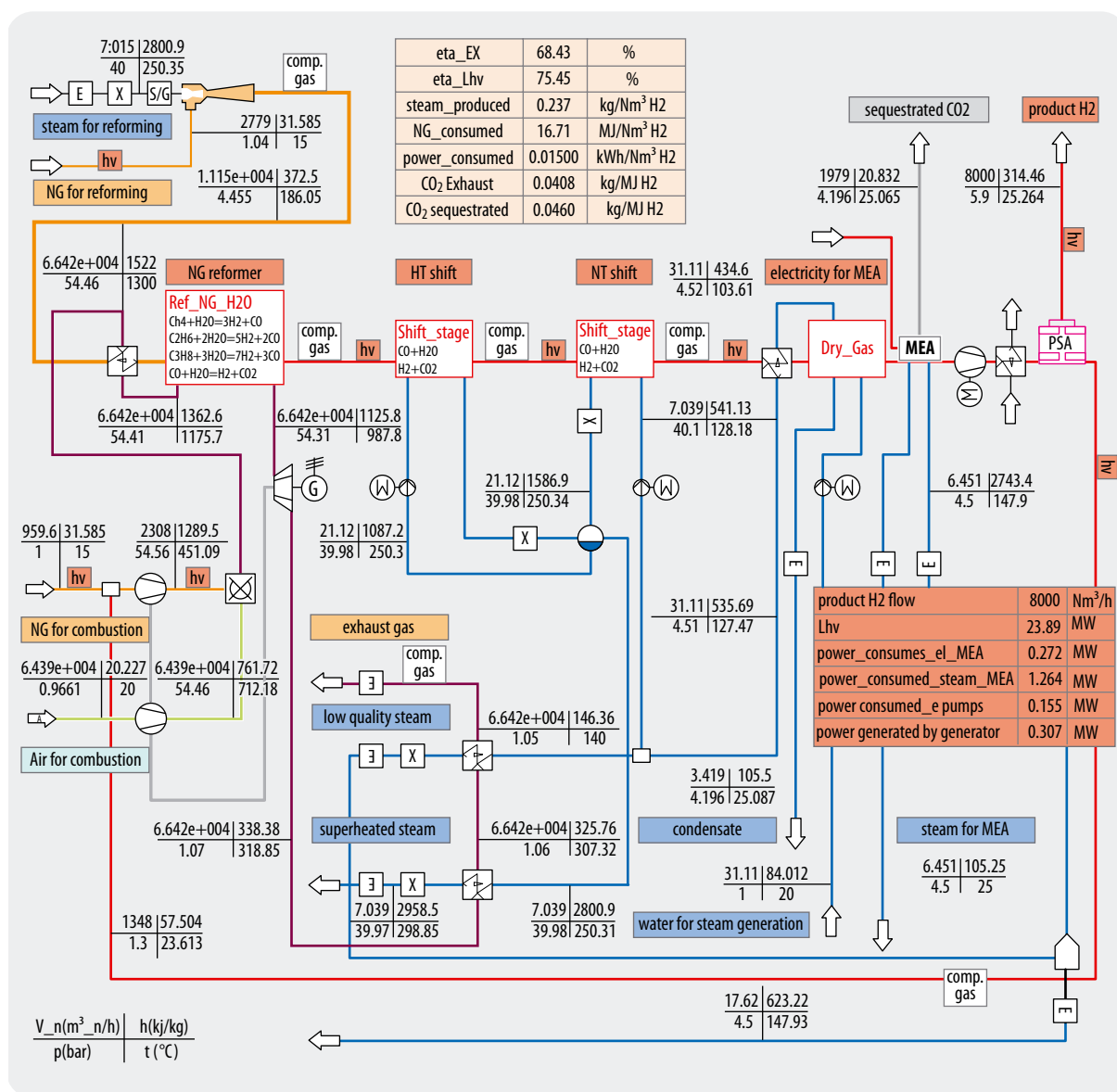


Abbildung 10-26: Klassische Dampfreformierung, ergänzt um eine CO₂-Abscheidung mittels chemischer Wäsche (MEA-Lösung) (Export aus Simulationsmodell nach Küppers 2006)

- Die Netto-Abscheiderate des CO₂ beträgt 53 Prozent, da die Abscheidung im Reformat vor der PSA vorgenommen wird. Es wäre auch technisch möglich, wie beim Kohlekraftwerk nahezu das gesamte CO₂ aus dem Abgas des Reformers abzutrennen, was jedoch energetisch ungünstiger wäre.
2. Dem ZSW-Modell wurde ein ähnliches Modell gegenübergestellt, das in (DOE 2002) erstellt wurde. Es verwendet den kompletten überschüssigen Dampf, so dass kein Exportdampf anfällt und somit auch keine Gutschrift vorgenommen wird. Weiterhin erhöht sich der externe Strombezug um 150 Prozent. Die Anlage erreicht damit jedoch eine CO₂-Abscheiderate von netto 71 Prozent (bei einer 99-prozentigen Abscheidung mittels Aminin) bei einer Nutzungsgradminderung um 4,5 Prozentpunkte. Die in diesem Modell getroffenen Annahmen konnten nicht überprüft werden, da in der genannten Quelle nur die Endergebnisse veröffentlicht wurden.

Zukünftig könnte ein weiteres Verfahren zur Verfügung stehen, die solare Dampfpreformierung. Dieses beim DLR zur Zeit in Entwicklung befindliche Verfahren sieht vor, die zur Gewinnung von Wasserstoff notwendige Prozesswärme vollständig solar herzustellen (Möller et al. 2006). Dies würde eine Minderung von 40 Prozent beim Erdgasverbrauch bedeuten. Aufgrund der hierzu laufenden Forschungsprojekte konnte das Verfahren in diesem Projekt jedoch noch nicht berücksichtigt werden.

10.9.4 CO₂-Verflüssigung

Für die Erstverdichtung auf 110 bar (und damit die Verflüssigung des CO₂) wurden – wie bei der Stromerzeugung – 110 kWh_{el}/t CO₂ angesetzt (Göttlicher 1999). Dabei wird eine mehrstufige Verdichtung ausgehend von 1 bar mit Zwischenkühlung auf 30 °C angenommen.

10.9.5 Transportszenarien CO₂

Für den Transport des abgetrennten Kohlendioxids wird derjenige Fall betrachtet, der auch bei den Kraftwerken verwendet wurde: Es wird der Transport und die Speicherung des CO₂ einer einzelnen Anlage modelliert (Tabelle 10-18). Für diesen Fall wird das Ruhrgebiet als Startpunkt und ein (beliebiges) leeres Gasfeld in Norddeutschland als Zielort ausgewählt. Als willkürliche Transportentfernung werden 300 km festgelegt. Es wird wie bei der Stromerzeugung angenommen, dass die Pipeline für diese Anlage neu gebaut werden muss, da nicht unbedingt bestehende (Erdgas)-Pipelines nutzbar sein werden.

Zur Modellierung des Transports wird wie bei der Stromerzeugung das bestehende Ökobilanz-Modul „Fernleitung onshore, geringe Kapazität“ verwendet. Es erscheint zwar mit einer Jahreskapazität von 5 Mt zunächst überdimensioniert, jedoch muss berücksichtigt werden, dass alle Aufwendungen auf die transportierten Tonnenkilometer umgelegt werden, so dass bei geringem Durchfluss auch nur geringe Stoff- und Energieströme angerechnet werden.

Tabelle 10-18: CO₂-Transportszenarien für Wasserstoff-Technologien

Szenario	Standort CO ₂ -Quelle	Kraftwerkstyp und H ₂ -Leistung	CO ₂ -Abscheidemengen		Pipeline Land ^{b)} + Schiff [km]	Pipeline-Durchmesser ^{c)} [mm]	Speicherort
			[Mt/a] ^{a)}	[t/d] ^{d)}			
1	Ruhrgebiet	1 NG-Dampfpreformierung 350 MW (ZSW)	0,44	1 198	300 + 0	200	Gasfeld onshore
2	Ruhrgebiet	1 NG-Dampfpreformierung 350 MW (DOW)	0,58	1 589	300 + 0	200	Gasfeld onshore
3	Ruhrgebiet	1 Kohlevergasung 560 MW	2,37	6 504	300 + 0	330	Gasfeld onshore
^{a)} Umgerechnet mit 8 000 h/a Dampfpreformierung (ZSW): Nutzungsgrad 74 % → 68 %, Abscheidegrad 53 %, CO ₂ -Emissionen (ohne CCS, ohne externen Strombezug) = 274 g/kWh _{th} Dampfpreformierung (DOE): Nutzungsgrad 74 % → 69 %, Abscheidegrad 71 %, CO ₂ -Emissionen (ohne CCS, ohne externen Strombezug) = 274 g/kWh _{th} Kohlevergasung: Nutzungsgrad 59 % → 55 %, Abscheidegrad 88 %, CO ₂ -Emissionen (ohne CCS) = 561 g/kWh _{th}							
^{b)} Inklusive einem Turboverdichter mit Gasturbinen-Antrieb							
^{c)} Abgeschätzt nach Angaben aus Bock et al. 2001							
^{d)} Gerechnet mit 365 d/a							

10.9.6 CO₂-Speicherung

Wie bei der Stromerzeugung werden die Aufwendungen für die Speicherung zunächst über die Relation der Speicher- zu den Transportkosten abgeschätzt. Für die Emissionen und den kumulierten Energieverbrauch werden daher in erster Näherung 50 Prozent der Werte für den Transport angesetzt.

10.10 Anlagen zur Wasserstoffherzeugung aus regenerativen Energieträgern

10.10.1 Referenzanlagen

Die Wasserstoff-Erzeugung aus fossilen Energiequellen wird wie bei den Kraftwerken mit Anlagen zur Herstellung von Wasserstoff aus Erneuerbaren Energien verglichen, die zum Betrachtungszeitpunkt (2020) zur Verfügung stehen werden. Als Technologie wird die Elektrolyse verwendet, die mit Strom aus solarthermischen Kraftwerken und aus offshore-Windkraftanlagen betrieben wird. Da innerhalb der oben dargestellten Transportszenarien das Ruhrgebiet als Standort für die fossilen Anlagen festgelegt wurde, wird auch der regenerative Wasserstoff „frei Ruhrgebiet“ bilanziert. Dabei wird angenommen, dass die Elektrolyseanlage im Ruhrgebiet steht und der benötigte Strom via Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) aus Algerien (Solarthermie) und der Nordsee (offshore-Windkraft) dorthin transportiert wird.

Zur Modellierung der Ökobilanz wurde das aktuellste vorliegende Modul für die Elektrolyse verwendet (siehe Tabelle 10-19). In (Pehnt 2002) wurde die Herstellung von Wasserstoff mittels alkalischer Elektrolyse (Leistung 200–400 Nm³/h bzw. 0,6–1,2 MW_{H₂}) modelliert und Optimierungspotenziale gegenüber dem Stand der Technik berücksichtigt. Als Referenzdaten standen Angaben verschiedener Hersteller und Literaturdaten betriebener Anlagen zur Verfügung. Als Nutzungsgrad der Energieumwandlung wird der von Pehnt angegebene Wert von 70 Prozent verwendet, der schon die optimierte Anlage berücksichtigt.

Zukünftig stehen weitere Methoden zur Verfügung, die einen höheren Nutzungsgrad erwarten lassen (Krewitt und Schmid 2004). Hierzu gehören die Membranelektrolyseure, die analog zu einer PEM-Brennstoffzelle aufgebaut sind, sowie Hochdruck-Elektrolyseure, die in Analogie zur SOFC-Brennstoffzelle mit einer Hochtemperatur-Keramik bei Betriebstemperaturen von 900 °C arbeiten. Aufgrund mangelnder Betriebsergebnisse dieser neuen Verfahren wurde jedoch zunächst auf die verbesserte alkalische Elektrolyse zurückgegriffen.

10.10.2 Vorketten

Die für die Vorketten der Stromerzeugung verwendeten Ökobilanzmodule wurden bereits bei der Stromerzeugung beschrieben (Tabelle 10-20).

Zum Transport des in Afrika bzw. in der Nordsee erzeugten Stroms zu dem Referenzstandort „Ruhrgebiet“ mittels einer HGÜ wird wiederum die Ökobilanz von (May 2005) verwendet.

Kraftwerkstyp	Leistung [MW]	Fkt. Einheit	Nutzungsgrad ^{a)} [%]	Quelle	Modulname	Zeitraum
(Alkalische) Elektrolyse	0,6 – 1,2	1 Nm ³ H ₂	70	Pehnt 2002		2002
^{a)} bezogen auf den Heizwert						

Tabelle 10-19: Quellen der Ökobilanzmodule zur Bereitstellung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energieträgern

Kraftwerk	Leistung [MW]	Fkt. Einheit	Nutzungsgrad [%]	Quelle	Anmerkung
Solarthermie (Typ SEGS)	200	1 kWh	17,6	Viebahn 2004, May 2005	
Wind offshore	5	1 kWh		Pick 1998	Onshore-Anlagen mit Offshore-Anlagen gleichgesetzt nach (Chataignere und le Boulch 2003)

Tabelle 10-20: Referenzkraftwerke Erneuerbare Energien

10.11 Einzelanalysen Wasserstofferzeugungssysteme

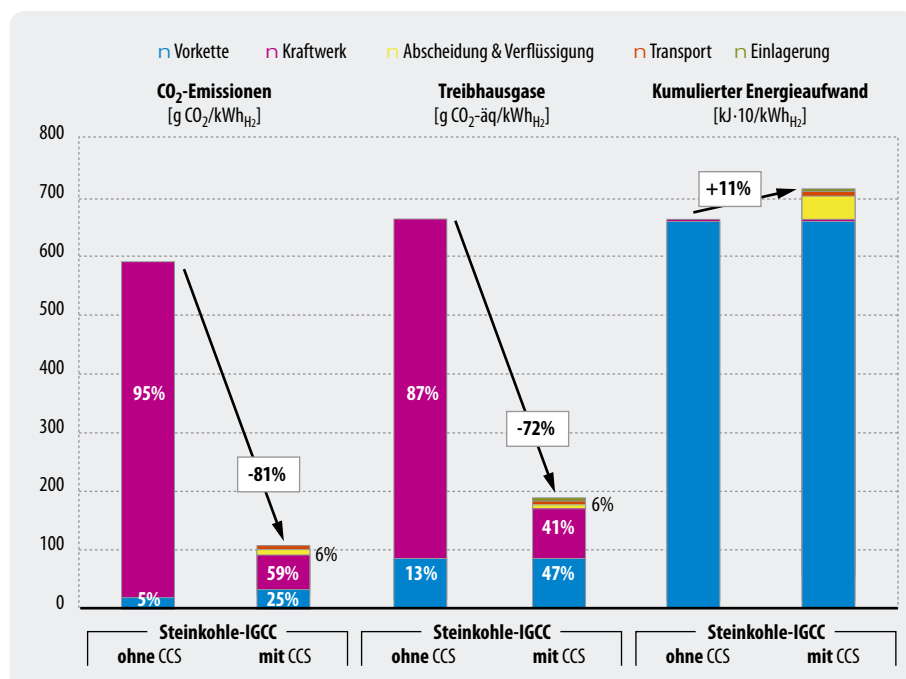
10.11.1 Konventionelle Anlagen

Kohlevergasung

Abbildung 10-27 zeigt die Analyse der Auswirkungen der CO₂-Abtrennung bei der Wasserstofferzeugung aus Kohlevergasung auf die Treibhausgas-Emissionen und den Energieverbrauch.

- CO₂-Emissionen:** Die Steinkohlevorkette trägt bei der Vergasung mittels IGCC mit 5 Prozent zu den CO₂-Emissionen bei, während der Betrieb selber zu 95 Prozent für die Emissionen verantwortlich ist. Insgesamt verringern sich die CO₂-Emissionen bei einem CO₂-Abscheidegrad von 88 Prozent nur um etwa 81 Prozent. Von den verbliebenen Emissionen sind 6 Prozent der Abscheidung und 25 Prozent der Vorkette zuzurechnen.
- Treibhausgas-Emissionen:** Zusätzlich zu den CO₂-Emissionen tragen auch Methan-Emissionen zu der Vorkette bei, so dass ihr Anteil bei den Treibhausgas-Emissionen mit 13 Prozent höher als bei den CO₂-Emissionen liegt. Insgesamt verringern sich die Treibhausgas-Emissionen durch die CO₂-Abscheidung um 72 Prozent. Von den verbliebenen Emissionen sind wiederum 6 Prozent der Abscheidung und 47 Prozent der Vorkette zuzurechnen. Dies zeigt wiederum die Notwendigkeit, auch die Vorketten-Emissionen zu reduzieren, will man zu einer „clean-coal“ Lösung kommen.
- Kumulierter Energieverbrauch:** Der KEA steigt durch die Abtrennung um 11 Prozent an, wobei der größte Teil der Abtrennung zuzurechnen ist.

Abbildung 10-27:
Vergleich der CO₂-Emissionen, der Treibhausgasen insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für die Steinkohle-Vergasung mittels IGCC ohne und mit CCS



Erdgas-Dampfreformierung

Etwas anders sieht es bei den Modellen der Erdgas-Dampfreformierung aus (siehe Abbildung 10-28).

- CO₂-Emissionen:** Die Erdgasvorkette trägt bei der klassischen Dampfreformierung mit 10 Prozent zu den CO₂-Emissionen bei, während mit 90 Prozent der Betrieb selber für die Emissionen verantwortlich ist. Die Betriebsemissionen setzen sich aus den Emissionen direkt aus der Anlage sowie aus den indirekten Emissionen durch den Strombezug aus dem Netz zusammen. Betrachtet man die für die CO₂-Abscheidung gewählten Modelle, so können nur diejenigen Emissionen abgetrennt werden, die direkt an der Anlage anfallen (und effizient auch nur die CO₂-Emissionen, die im Synthesegas vorliegen). Durch den höheren Strombezug anfallende Emissionen werden nicht abgetrennt. Insgesamt verringern sich die CO₂-Emissionen bei einem Netto-CO₂-Abscheidegrad von 53 Prozent (ZSW) nur um 39 Prozent, bei einem Netto-CO₂-Abscheidegrad von 71 Prozent (DOE) nur um 52 Prozent. Von den verbliebenen Emissionen sind 11 bzw. 14 Prozent der Abscheidung zuzurechnen. Der Anteil der Vorkette steigt auf 18 bzw. 22 Prozent an.
- Treibhausgas-Emissionen:** Zusätzlich zu den CO₂-Emissionen tragen auch Methan-Emissionen zu der Vorkette bei, so dass der Vorkettenanteil bei den Treibhausgasemissionen (ohne Abscheidung) mit 15 Prozent um die Hälfte höher als bei den CO₂-Emissionen (10 Prozent) liegt. Insgesamt verringern sich die Treibhausgas-Emissionen durch die CO₂-Abscheidungsverfahren um 36 bzw. 49 Prozent. Von den verbliebenen Emissionen sind 10 bzw. 13 Prozent der Abscheidung zuzurechnen. Der Anteil der Vorkette steigt auf 25 bzw. 30 Prozent an.

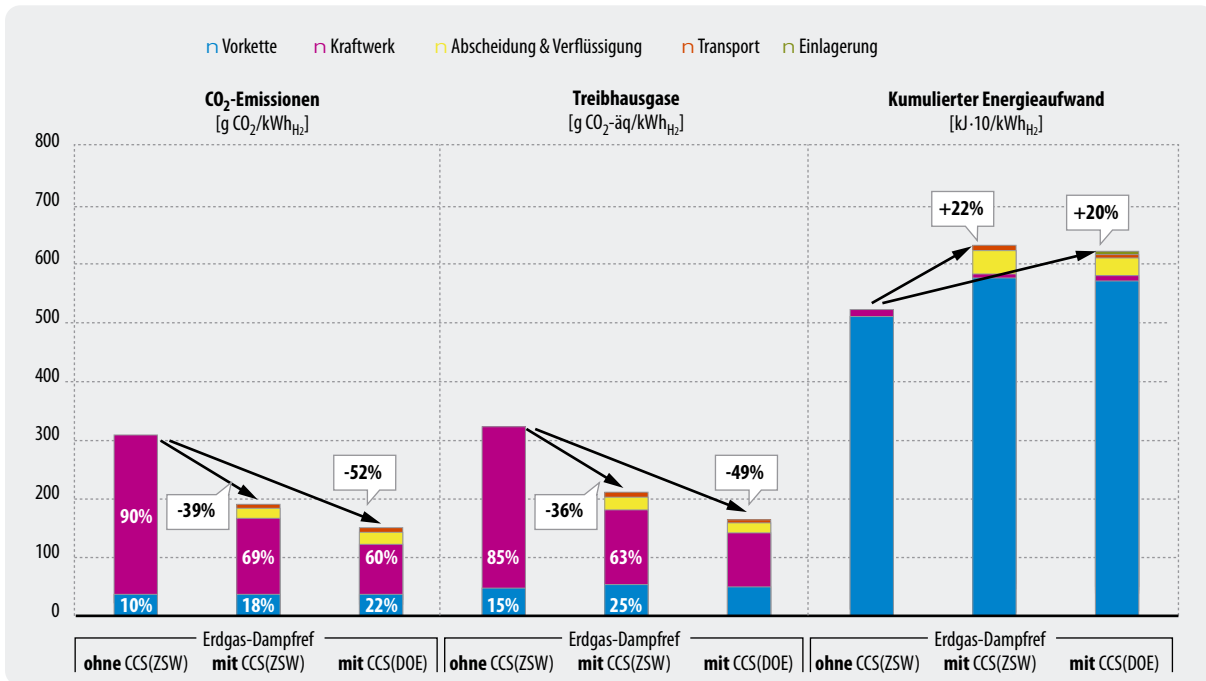


Abbildung 10-28: Vergleich der CO₂-Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für die Erdgas-Dampf-reformierung (ZSW- und DOE-Verfahren) ohne und mit CCS

- Kumulierter Energieverbrauch:** Der KEA steigt durch die CO₂-Abscheidung um 22 bzw. 20 Prozent an. Dazu trägt sowohl die Minderung des Nutzungsgrades als auch der zusätzliche Strombezug bei.

Insgesamt zeigt sich, dass das DOE-Modell zwar einen höheren externen Strombezug hat und durch das komplette Verbrauchen des anfallenden Dampfes keine Gutschrift erfolgen kann. Durch den dadurch ermöglichten höheren Nutzungsgrad (bzw. geringere Nutzungsgradverminderung) und die höhere Abtrennrate werden diese Nachteile gegenüber dem ZSW-Modell jedoch mehr als aufgehoben, so dass insgesamt höhere Emissionsreduktionen und ein niedrigerer Kumulierter Energieverbrauch ermöglicht wird.

10.11.2 Regenerative Anlagen

Die regenerativen Verfahren (Elektrolyse mittels Strom aus Solarthermie und Windkraft) werden hier nicht weiter aufgeführt, sondern direkt im Vergleich mit der fossilen Wasserstoffherzeugung dargestellt.

10.12 Vergleich der Wasserstoffherzeugungssysteme

10.12.1 Treibhausgase und Kumulierter Energieaufwand

Abbildung 10-29 zeigt die Gegenüberstellung der fossilen Verfahren und der Elektrolyse aus Solarthermie und

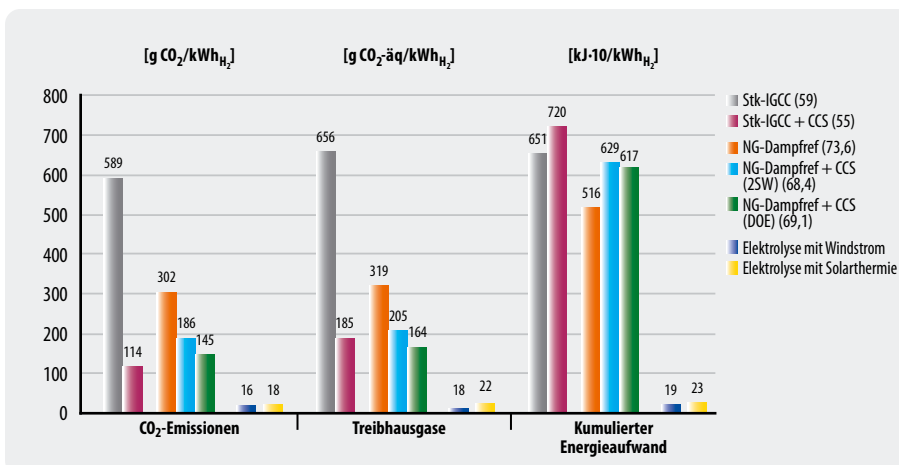
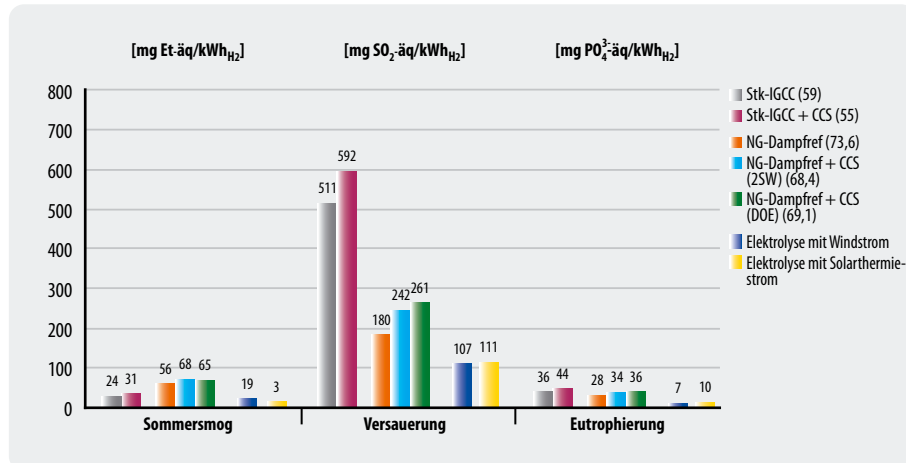


Abbildung 10-29: Vergleich der absoluten CO₂-Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für die fossile und erneuerbare Erzeugung von Wasserstoff

Abbildung 10-30:
Vergleich der Wirkungs-
kategorien Sommersmog,
Versauerung und Eutro-
phierung für die fossile und
erneuerbare Erzeugung von
Wasserstoff



Wind. Die Wasserstoffherzeugung aus Steinkohle weist zwar im Referenzfall erheblich höhere CO₂-Emissionen als die Erdgas-Dampfreformierung auf, erreicht jedoch unter Anwendung der CO₂-Abtrennung mit 114 g CO₂/kWh_{H2} niedrigere Werte als beim Erdgas (186 bzw. 145 g CO₂/kWh_{H2}). Grund ist die höhere CO₂-Abscheiderate bei der Kohlevergasung.

Betrachtet man die Treibhausgase insgesamt, ändert sich das Verhältnis zwischen Kohlevergasung und Reformierung. Aufgrund der hohen Methan-Emissionen der Vorkette ist hier nur eine Reduktion auf 185 g CO₂-äq./kWh_{H2} möglich, während die beiden Erdgas-Verfahren 205 bzw. 164 g CO₂-äq./kWh_{H2} erreichen. Die Kohlevergasung liegt somit zwischen den beiden Erdgas-Verfahren. Beim Kumulierten Energieaufwand schließlich steht die Kohlevergasung mit 7,2 MJ/kWh_{H2} schlechter dar als beide Erdgasverfahren (6,29 bzw. 6,17 MJ/kWh_{H2}).

Bei der erneuerbaren Wasserstoffherzeugung liegen sowohl die CO₂-Emissionen als auch die Treibhausgas-Emissionen insgesamt bei 3–6 Prozent der Werte der fossilen Pfade. Der kumulierte Energieaufwand liegt bei 3–4 Prozent des fossilen Systems.

10.12.2 Weitere Wirkungskategorien

Bei den weiteren Wirkungskategorien schneiden die erneuerbaren Routen wiederum schlechter ab als bei den Treibhausgas-Emissionen, bleiben jedoch immer noch weit unter den Werten der fossilen Vergleichssysteme. Abbildung 10-30 zeigt dies am Beispiel von Sommersmog, Versauerung und Eutrophierung. Verursacht werden die Emissionen größtenteils durch die Herstellung der Energieerzeuger selber, aber auch die Herstellung des Elektrolyseurs ist (bei der Wind-Route) mit etwa 10 Prozent beteiligt. Beim Solar-Pfad wirkt sich die lange Stromübertragung mittels HGÜ-Leitung ebenfalls zu etwa 10 Prozent auf die Emissionen aus. Die relativ hohen Werte in der Kategorie Versauerung werden durch die SO_x-Emissionen bei der Stahlherstel-

lung verursacht, die wegen des relativ hohen Verbrauchs an Stahl sowohl in Windparks als auch in solarthermischen Anlagen von Bedeutung ist.

10.13 Schlussfolgerungen Wasserstoffherzeugung

- Ebenso wie bei den Kraftwerken kann auch beim Wasserstoff nicht von einer „CO₂-freien“ Herstellung gesprochen werden; treffender wäre die Bezeichnung „CO₂-armer“ Wasserstoff. Selbst bei einem Abscheidegrad von 88 Prozent (Steinkohlevergasung) können die CO₂-Emissionen nur um 81 Prozent reduziert werden können.
- Bei der Erdgas-Dampfreformierung sind nur Reduktionsraten von 39 bzw. 52 Prozent (CO₂-Emissionen) sowie von 36 bzw. 49 Prozent (Treibhausgas-Emissionen) möglich. Dies liegt daran, dass nur die CO₂-Emissionen aus dem Synthesegas mit vertretbarem Aufwand abgetrennt werden können, nicht jedoch diejenigen, die schon vorher bei der Erdgasverbrennung anfallen.
- Die Treibhausgas-Emissionen können insgesamt nur unterproportional reduziert werden. Grund hierfür sind wiederum der erheblich höhere Primärenergieverbrauch und die mit der Rohstoffförderung (Steinkohle) und dem -transport (Erdgas) einher gehenden relativ hohen Methan-Emissionen. Diese wirken sich überproportional hoch auf den Treibhauseffekt aus (Vorketten-Anteile von 47 Prozent bei CCS-Kohlevergasung und 25 bzw. 30 Prozent bei CCS-Erdgas-Dampfreformierung).
- Der CO₂-Abscheideprozess selber erfordert den Literaturangaben zufolge insgesamt weniger zusätzlichen Energieaufwand als bei der Stromerzeugung. Die Aufwendungen für Transport und Speicherung bleiben jedoch bestehen.

Kapitel 11

Weitere ökologische Bewertungsfaktoren für CCS

Im vorherigen Kapitel wurde eine Ökobilanz (LCA) der verschiedenen Abscheidetechniken sowie der Verflüssigung und des Transports von CO₂ erstellt. Insbesondere erhöhen sich durch den hohen Energieaufwand der CO₂-Abscheidung auch die Umweltbelastungen der weiteren Wirkungskategorien wie Versauerung und Eutrophierung von Böden und Gewässern, Sommersmog oder Partikelaustritt. Im Rahmen einer Bewertung eines solchen komplexen Technikfeldes wie der CO₂-Abscheidung müssen jedoch mehr als die in einer Ökobilanz enthaltenen Kriterien erfasst und beurteilt werden. Diese erweiterte ökologische Betrachtung ist Gegenstand von Kapitel 2.

Hintergrund der Betrachtungen ist die Entwicklung, dass sich im Selbstverständnis vieler Unternehmen, Individuen sowie politischer und anderer gesellschaftlicher Akteure vermehrt die Sorge um den Erhalt von Natur und Umwelt widerspiegelt. Diesem Verständnis trägt z. B. auch die Umweltschutzgesetzgebung Rechnung, die die natürlichen Lebensräume von Flora und Fauna als erhaltenswerte Güter betrachtet. Vor diesem Hintergrund hat schließlich eine Prüfung verschiedener CO₂-Sequestrierungspfade auf breiter Ebene stattgefunden. Auch aufgrund der heute einflussreichen Umweltverbände wären umweltunverträgliche Lösungen ohnehin schwer durchsetzbar. Entscheidenden Einfluss hat hier außerdem die öffentliche Meinung, die zum Teil auch von den Umweltverbänden beeinflusst wird.

Der Aspekt der Sicherheit ist komplementär zur Ökologie: Beziehen sich Risiken auf ökologischer Seite im hier verwendeten Sinne auf Flora und Fauna, so spricht die Sicherheit allgemein auch die Risiken für den Menschen an. Der Begriff der Sicherheit kann auf konkrete Punktereignisse angewandt werden (direkte Risiken wie z.B. Unfälle aufgrund plötzlicher Pipelineleckagen). Die zweite Bedeutung des Begriffes Sicherheit ist im Sinne von Langzeitstabilität zu definieren und stellt damit auf die Frage ab, wie „sicher“ Speicheroptionen sind, also wie effizient und dauerhaft CO₂ am Speicherort verbleibt. Auf diesen Aspekt wurde bereits auch bei der Diskussion der Speicheroptionen eingegangen.

11.1 Abscheidung von CO₂

Die ökologischen Belastungen innerhalb der Abscheidung wurden weitergehend innerhalb der Ökobilanz erfasst. Nicht eingegangen in die Ökobilanz ist der nicht unerhebliche zusätzliche Flächenbedarf, der an den jeweiligen Kraftwerksstandorten z.B. durch die Installation von CO₂-Rauchgaswäschen entsteht.

11.2 Transport von CO₂

Die denkbaren Transportwege für CO₂ erstrecken sich auf die heute üblichen Methoden bzw. Technologien: Transport per Pipeline (flüssiges bzw. überkritisches CO₂), per Bahn oder Lastwagen und per Schiff (flüssiges CO₂ bzw. im Spezialfall der marinen Tiefseespeicherung auch in Form von Trockeneis). Als Sonderfall kommt noch der Transport von Eisensulfat bzw. Eisenoxid in Betracht: Bei dieser Variante würde alternativ nicht das CO₂ selbst, sondern das Düngemittel zum Ort der Bindung (dem Ozean) transportiert werden. Die möglichen Risiken der verschiedenen Transportoptionen werden nachfolgend diskutiert.

Transport von flüssigem oder festem CO₂ via Lastkraftwagen, Bahn oder Schiff

Beim Transport mit Fahrzeugen ist bisher nicht abzuschätzen, in welchem Umfang das Transportnetz (Straßen oder Schienen) ausgebaut werden müsste. Von dieser Variablen hängen letztlich die direkten ökologischen Folgen ab (betreffend Flächenverbrauch, Zerschneidung von Habitaten etc.). Die erhöhten Schadstoffemissionen der Fahrzeuge (induziert durch Dieselverbrennung bei LKWs und Loks bzw. durch Stromproduktion für Loks) würden sowohl Ökosysteme als auch den Menschen selbst betreffen. Ein straßen- oder schienengebundener Betrieb erscheint aber ohnehin nur für die Aufbauphase einer CO₂-Infrastruktur relevant.

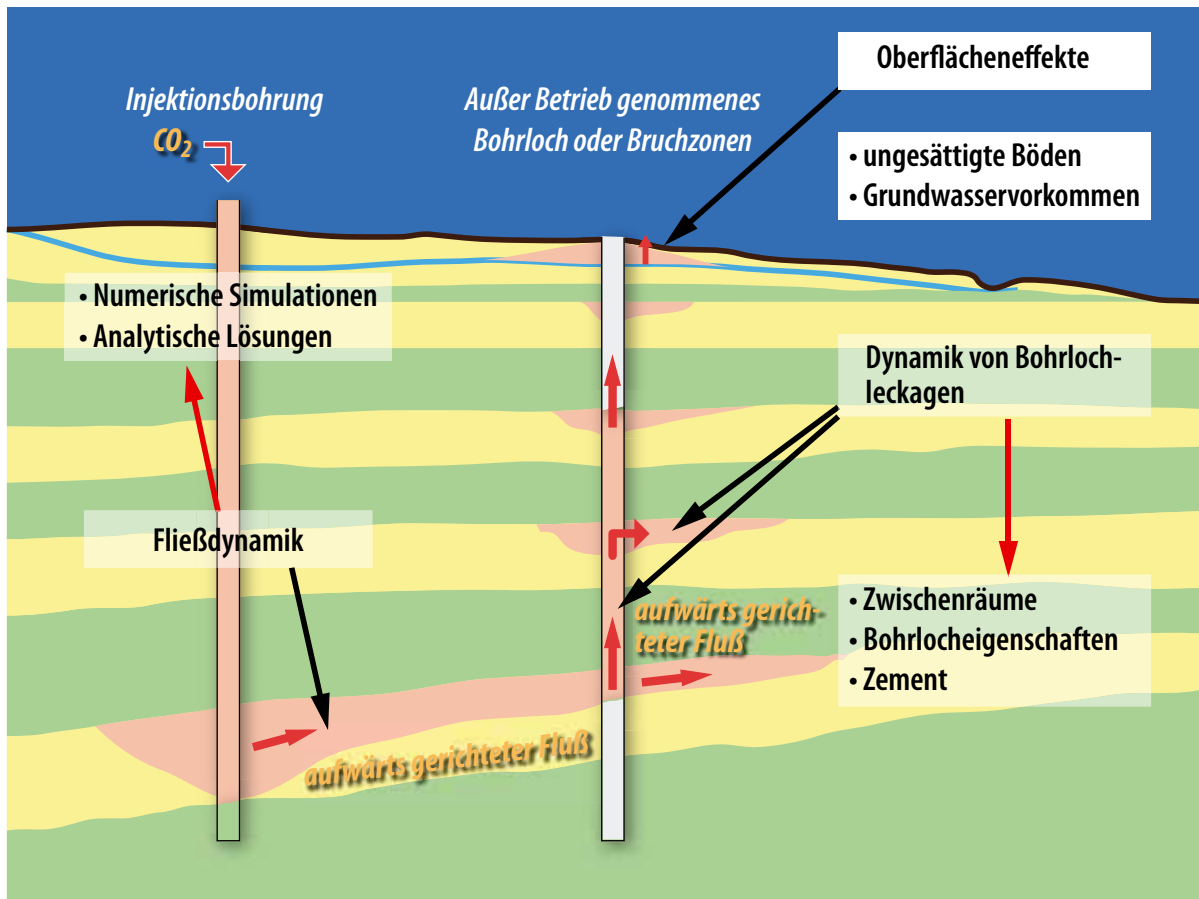


Abbildung 11-1: CO₂-Injektionsbohrungen und Leckagemöglichkeiten (Quelle: Celia und Scherer, 2004)

Die erhöhte Schadstofffreigabe von Schiffen (sie werden meist mit Schweröl betrieben) könnte bei mariner CO₂-Speicherung in großem Maßstab voraussichtlich zu messbaren Beeinträchtigungen von Ökosystemen führen. Allerdings gibt es auch hierzu bisher keine konkreten Rechnungen.

Der Transport von festem CO₂ (Trockeneis) gilt als weitgehend sicher. Trockeneis kann z.B. nach einem Unfall annähernd gefahrlos geborgen und wieder verladen werden. Die Herstellung von Trockeneis aus abgetrenntem CO₂ (zur anschließenden Tiefseespeicherung durch einfaches Abkippen in das Meer) ist jedoch ein extrem energieaufwändiger Prozess (vgl. Kapitel 6), bei dem sämtliche mit dem erhöhtem Energieeinsatz verbundenen ökologischen Auswirkungen in Betracht gezogen werden müssten. Es ist davon auszugehen, dass Trockeneisherstellung und -transport keine relevante Transportoption darstellen wird.

Transport per CO₂-Pipeline

Beim Bau von Pipelines kommt es zur Beeinträchtigung umgebender Ökosysteme. Während der Nutzung würden sich Leckagen oder Brüche aufgrund der plötzlichen Freisetzung großer Mengen an CO₂ ggf. lokal

schwerwiegend auf angrenzende Ökosysteme auswirken, da CO₂ in hoher Konzentration als Atemgift wirkt. Nach der Errichtung (Pipeline-trassierung) sowie in der Nachnutzungsphase ist eine vollständige Wiederherstellung der ursprünglichen Ökosysteme nicht immer möglich.

Transport von Eisensulfat oder Eisenoxid zur Ozeandüngung

Eisensulfat und Eisenoxid fallen in zahlreichen industriellen Prozessen als Nebenprodukte an. Abhängig vom Maßstab, in dem es zu einer Ozeandüngung käme, wäre also ggf. für deren Bereitstellung kein zusätzlicher Energiebedarf erforderlich. Die Effizienz der Ozeandüngung ist bisher noch nicht ausreichend geklärt. Erhöhter Schiffsverkehr auch in Regionen abseits der großen Schifffahrtsrouten könnte bei großmaßstäbiger Anwendung der Ozeandüngung Auswirkungen auf die dortigen Ökosysteme haben.

Der Transport von Eisenverbindungen stellt keine besonderen Anforderungen an die Transportsicherheit. Lediglich beim Ausbringen der Substanzen ist Schutzkleidung erforderlich.

11.3 Speicherung von CO₂

Geologische Optionen

Grundsätzlich besteht bei allen geologischen Speicheroptionen das Risiko von Leckagen: Entweder durch nicht bzw. ungenügend abgedichtete Bohrlöcher und Stollen (Öl- und Gasfelder, Kohlebergwerke), entlang nicht bekannter oder neu auftretender Verwerfungen und Störungsbahnen in der Speicherformation oder durch seismische Aktivitäten ausgelöste Leckagen. Dadurch kann es zum Ausströmen des Kohlendioxids an die Oberfläche oder zum Eintritt in andere Gesteinsschichten wie z.B. Grundwasser führender Schichten kommen (siehe Abbildung 11-1). Dieser Aspekt der Langzeitstabilität ist auch relevant in Bezug auf eine eventuelle Anerkennung von CO₂-Speicherprojekten im Rahmen des Clean Development Mechanism (CDM) des Kyoto Protokolls (siehe dazu auch Kapitel 15).

Betroffen von der toxischen Wirkung des CO₂ in erhöhter Konzentration wären jegliche Lebewesen (Mensch, Tier, Pflanze, zahlreiche Mikroorganismen) über und unter der Erdoberfläche.

a. Tiefe saline Aquifere

Die Speicherung in porösen und salzwasserführenden Gesteinen ist an tiefe Sedimentbecken gebunden, die insbesondere in Norddeutschland verbreitet sind. Diese Strukturen wurden bisher nur im Umfeld von Kohlenwasserstofflagerstätten erkundet, somit fehlt eine flächendeckende Erfassung und eine Einschätzung ihrer petrophysikalischen Eigenschaften. Dies betrifft z.B. das Porenvolumen (bestimmt Gas-sättigung), Bruch- und Deformationsvorgänge sowie deren Gesteinschemismus (Dichtigkeit der überlagernden Schichten) und damit eine Abschätzung der Speicherkapazitäten dieser Gesteinsstrukturen und deren Sicherheitsrisiken in Bezug auf mögliche Leckagen (May et al. 2003). Ebenfalls noch ungeklärt sind mögliche Auswirkungen auf mikrobiotische Prozesse in den geologischen Formationen. Des weiteren führt die Einbringung von CO₂ zur Versauerung des im Aquifer vorhandenen Wassers. Das saure Wasser kann dann durch seine korrosiven Eigenschaften das umliegende Gestein (vor allem Carbonate) sowie nicht entsprechend abgesicherte Bohrungsverschlüsse verändern (Ploetz 2002).

b. Ausgeförderte Öl- und Gasfelder

Zu beachten gilt bei diesen Optionen, dass Kohlendioxid andere chemische Eigenschaften besitzt als das bisherige Speichergut. Auf globaler Ebene bieten ausgeförderte Ölfelder im Vergleich zu Erdgasfeldern geringere Kapazitäten (vgl. Tabelle 7-2 und Abbildung 7-2). Dies trifft in besonderer Weise auf Deutschland zu (vgl. Tabelle 7-5).

Ökologische Restriktionen ergeben sich bei diesen Optionen durch bereits vorhandene Bohrungen, die die Deckschichten durchdrungen haben und als Aufstiegsbahnen für das CO₂ dienen könnten, sollten die Abdichtungen nicht entsprechend sicher sein (May et

al. 2003). Bisher gibt es noch keinen Zement, der dauerhaft einer hohen CO₂-Konzentration ausgesetzt werden kann, ohne porös zu werden (Greenpeace 2004).

c. Tiefe (gegenwärtig nicht abbaubare) Kohleflöze
Ein ökologisches Risiko besteht bei dieser Option durch ein Entweichen des geförderten Methans (vgl. Kapitel 7), welches ein erheblich höheres Treibhausgaspotenzial als CO₂ hat.

d. Stillgelegte Kohlebergwerke

Aufgrund der geringen Mächtigkeit der Deckschichten (insbesondere in Deutschland), der weit verzweigten Gangsysteme mit Verbindungen zu aktiv genutzten Bereichen, teilweise „vergessenen“ Stollen und nicht registrierten Bodenabsenkungen ist das Risiko von Undichtigkeiten mit Gasaustritten in teilweise dicht besiedelten Gebieten (z.B. Ruhrgebiet) sehr hoch (Ploetz 2002).

Marine Optionen

Bei allen marinen Speicheroptionen gilt zu beachten, dass die ökosystemaren Strukturen sowie generell der Bereich der Tiefsee bislang nur sehr bruchstückhaft wissenschaftlich untersucht sind und Auswirkungen der CO₂-Speicherung auf diese Bereiche bisher nur in kleinräumigen Experimenten oder Computersimulationen erfasst wurden. Aufgrund dessen ist eine Folgenabschätzung nur sehr unsicher durchführbar, da sich u. a. auch der Zustand des CO₂ bei der Passage durch die Wassersäule verändern kann.

Insbesondere ist auf die Versauerung des Meerwassers hinzuweisen mit negativem Einfluss auf physikalisch-chemische und stoffwechselphysiologische Prozesse sowohl im biotischen wie abiotischen Bereich (Germanwatch 2004). Bei einer zunehmenden Versauerung bauen kalkbildende Organismen weniger Kalk in ihre Gehäuse ein, die Strukturen werden dünner. Eine weiter fortschreitende Versauerung kann bis zur Auflösung von Kalkstrukturen führen. Betroffen sind bzw. wären hiervon Muscheln, Korallen und viele Planktonorganismen wie Foraminiferen und heute bereits Pteropoda (Feely et al. 2004; Wolf-Gladrow 2004; Wolf-Gladrow et al. 1999). Da viele Organismen des Meeres sehr empfindlich auf Änderungen des pH-Wertes reagieren, ist es fraglich, ob die Meeresbiota in der Lage wäre, auf eine anthropogen induzierte rasche Veränderung der Lebensbedingungen in derselben Geschwindigkeit zu reagieren, da eine Anpassung an veränderte Umweltbedingungen normalerweise in größeren Zeiträumen abläuft (Knutzen 1981; Omori et al. 1998; Yamada und Ikeda 1999). Das Verschwinden dieser Organismen würde die Nahrungsketten unterbrechen oder zumindest verändern, mit bisher nicht abschätzbaren Folgen.

Die Ozeanspeicherung würde nicht zu einer dauerhaften Rückhaltung des CO₂ führen. Die Lösung von CO₂ in der Wassersäule führt zu einem verzögerten Ausgasen nach spätestens einigen hundert Jahren, wenn die

entsprechenden Wassermassen wieder in Kontakt zur Atmosphäre treten.

Auch bei einer induzierten *Algenblüte* mittels Eisendüngung sind die Auswirkungen auf marine Ökosysteme durch großflächige Eisendüngungen bisher nicht absehbar. Ein Großteil der Algen wird z.B. von Krill aufgenommen und somit das CO₂ mittelfristig wieder freigesetzt (z.B. durch Atmung), der absterbende Rest wird in tiefen Wasserschichten unter Verbrauch von Sauerstoff zu Gasen wie Methan und Distickstoffmonoxid umgewandelt – diese tragen bei Freisetzung zum Treibhauseffekt deutlich stärker bei als CO₂.

Durch eine erhöhte Photosyntheserate des Phytoplanktons kommt es zur Erwärmung des ozeanischen Oberflächenwassers mit Konsequenzen für die Ozeanzirkulation. Dies nimmt Einfluss auf die Atmosphärenchemie und das Klima, da das Phytoplankton z.B. Dimethylsulfid (DMS) produziert, das zur Bildung von Wolkenkondensationskernen führt (Lawrence 2002).

Sonstige Optionen

Biomasse: Primärwälder und Feuchtgebiete sind als Senken kaum erweiterbar, da viele Flächen begrenzt und bedroht sind. Vordringlichstes Ziel muss es daher sein, bestehende Ur- und Primärwälder in ihrer Vielfalt zu schützen und nachhaltig zu bewirtschaften. Ebenfalls gilt es, der radikalen Abholzung Einhalt zu gebieten, da der bereits gespeicherte Kohlenstoff in den alten Bäumen z.B. bei der vornehmlich betriebenen Papierherstellung kurzfristig freigesetzt wird (Forum Umwelt und Entwicklung 2001). Eine mittelfristige Speicherung ist beim Einsatz von Holz als Baustoff zu erzielen, da Holzelemente eine „Lebensspanne“ von 100 bis 150 Jahren haben können (Pro REGENWALD 1998).

Holzplantagen binden aufgrund ihres schnellen Wachstums in kurzer Zeit große Mengen CO₂ (zwischen 1,4 und 15 t Kohlenstoff/ha, naturnahe Wälder 7–8 t/ha), aber nach wenigen Jahren/Jahrzehnten lässt das Wachstum deutlich nach und zurück bleibt ein ausgelaugter Boden, der sich für eine weitere Anbaunutzung kaum mehr eignet. Des Weiteren führt der Anbau von (nicht heimischen und schnellwüchsigen) Monokulturen zur Verarmung und Verdrängung des natürlichen Artenbestands, zudem sind diese Kulturen anfällig für Schadorganismen und führen durch Einsatz von Dünger und Pestiziden zur Verschlechterung der THG-Bilanz (Pro REGENWALD 1998).

Plantagen stehen oftmals in Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion und verdrängen dadurch kleinräumige landwirtschaftliche Strukturen, da sie vor allem in Entwicklungsländern entstehen. Zudem verursachen sie durch Bewässerungsmaßnahmen ein Absinken des Grundwasserspiegels und fördern die Bodenerosion. Durch den Anbau von gentechnisch veränderten Bäumen, wie im Zusammenhang mit der CO₂-Speicherung schon vorgeschlagen, besteht die Gefahr einer Einflussnahme auf bestehende Ökosysteme mittels Gentransfer

mit bisher unbekanntem Auswirkungen (Umweltinstitut München 2004).

Die Speicherung von CO₂ durch Bäume ist nach menschlichen Maßstäben gerechnet lediglich eine vorübergehende Speichermöglichkeit.

Absorption an Minerale: Die Bindung von CO₂ an Magnesiumsilikat benötigt für die Betrachtung des Gesamtprozesses nach heutigem Erkenntnisstand einen sehr hohen Energie-Input und große Wassermengen für den Löseprozess. Die Abscheidung/Bindung des CO₂ eines Kraftwerks mit einem Gigawatt Leistung bedarf einer Wärmeeinspeisung von 400 MW (Kohlmann 2001). Kritisch zu betrachten sind außerdem der Flächenverbrauch durch den Abbau der Magnesiumsilikate sowie der mit Emissionsausstoß verbundene Transport des Reaktionsprodukts und dessen Verbringung (Herzog 2002).

11.4 Zusammenfassende vergleichende Darstellung

Tabelle 11-1 fasst die ökologischen Auswirkungen der Prozessketten von CCS zusammen und stellt diese im Vergleich zu erneuerbaren Energien und Energieeffizienz dar. Dabei lässt sich festhalten, dass beide Strategieoptionen in verschiedenen Bereichen bzw. konkreten Nutzungsoptionen mit signifikanten ökologischen Risiken verbunden sein können, die bei der Umsetzung und der Auswahl der Optionen berücksichtigt werden müssen. Die Beispiele Windkraft und Solarthermische Kraftwerke sollen dies erläutern:

Windkraftanlagen können lokale Biozönosen verändern, da sowohl Fundamentierung als auch Zuwegung Eingriffe in Ökosysteme darstellen. Der Einsatz im Meer führt während der Bauphase zum Absterben lokaler benthischer (bodenlebender) Fauna. Pfeiler schaffen neue Besiedlungssubstrate (künstliche Riffe), wodurch sich die Zusammensetzung von Flora und Fauna verändert. Dies wird jedoch oft als positiver Effekt betrachtet, da die strömungsberuhigte und fischereifreie Zone innerhalb von Windparks von vielen Tieren als Ruhe- und Aufwuchsgebiete genutzt wird.

Der Einsatz solarthermischer Kraftwerke z.B. in Spanien oder in Wüstengebieten Nordafrikas kann zur Beeinträchtigung von Lebensräumen führen, da der hohe Flächenbedarf die Bedingungen am Boden verändert. Bei dieser Veränderung handelt es sich jedoch nicht um eine Flächenversiegelung, sondern in erster Linie um eine Abschattung des Bodens.

Tabelle 11.1: Gesamtbewertung verschiedener Klimaschutzoptionen (Bewertungskriterium: Ökologische Folgewirkungen)

Technologie	Ökologische Folgewirkungen		
	während Errichtung/Einführung der Technologie (kurzfristig)	während Nutzung	nach Nutzung (langfristig)
CO₂-Abtrennung und -Speicherung		<ul style="list-style-type: none"> Energieverbrauch: Gravierend erhöhter Energiebedarf bei allen Optionen, dadurch Erhöhung sämtlicher Stoffströme und damit verbundener Belastungen von Ökosystemen erhöhter Kohlebedarf: stärkere Belastung durch Abbau sowie verstärkter Schiffsverkehr erhöhte sonstige Emissionen: übrige Treibhausgase wie Methan und N₂O, Luftschadstoffe, Stäube erhöhter Gasbedarf: verstärkte Produktion und Pipeline-Transport erhöhen die bereits vorhandenen Sicherheitsrisiken 	
Abtrennverfahren		<ul style="list-style-type: none"> der Einsatz von Brennstoffen wird durch die Verlängerung der Prozesskette (Rauchgasreinigung) bzw. durch Einführung neuer Prozesslinien (IGCC, Oxyfuel) deutlich erhöht im Vergleich zum Einsatz bei bisherigen Prozessen. Folgen hieraus siehe oben unter „CO₂-Entsorgung“ 	
Rauchgaswäsche	<ul style="list-style-type: none"> der Materialaufwand ist größer, weil die Rauchgaswäsche eine Vielzahl an zusätzlichen Komponenten erfordert 	<ul style="list-style-type: none"> energieintensivste Art der CO₂-Abtrennung, erhöht den Energiebedarf um bis zu 40 Prozent, entsprechend auch sämtliche damit verbundenen Umweltwirkungen mögliche Folgen durch Freisetzung toxischer Waschmittel 	
IGCC Integrated Gasification Combined Cycle	<ul style="list-style-type: none"> der zusätzliche Materialaufwand durch Einführung von IGCC ist bisher nicht abzuschätzen 	<ul style="list-style-type: none"> negative ökologische Folgen werden – vom erhöhten Energiebedarf und den damit verbundenen Umweltwirkungen (siehe oben) abgesehen – nicht deutlich zahlreicher sein als bei bisherigen konventionellen Kraftwerken 	
Oxyfuel-Prozess	<ul style="list-style-type: none"> der zusätzliche Materialaufwand des Oxyfuel-Prozesses ist bisher nicht abzuschätzen 	<ul style="list-style-type: none"> ökologische Folgen für den eigentlichen Oxyfuel-Prozess sind bisher nicht abzuschätzen, da sich das Verfahren noch in Entwicklung befindet. Es wird voraussichtlich aber – vom erhöhten Energiebedarf und den damit verbundenen Umweltwirkungen (siehe oben) abgesehen – nicht deutlich mehr negative Folgen haben als bisherige konventionelle Kraftwerke 	
Transport		<ul style="list-style-type: none"> Der Abtransport von CO₂ in jedweder Form ist energieaufwendig und erhöht deshalb die Stoffströme, der größte Aufwand entsteht dabei bei der Konditionierung des CO₂ (Verdichtung, Verflüssigung) 	
Pipeline	<ul style="list-style-type: none"> Eingriff in sämtliche Ökosysteme entlang der Pipelinetrasse 	<ul style="list-style-type: none"> Leckagen und Unfälle (Brüche etc.) können zur Zerstörung von Ökosystemen führen 	<ul style="list-style-type: none"> Wiederherstellung ursprünglicher Ökosysteme entlang rückgebauter Pipelinetrassen fraglich
Trockeneis: per Schiff und/oder Schiene		<ul style="list-style-type: none"> Herstellung von Trockeneis ist extrem energieaufwendig 	<ul style="list-style-type: none"> Bahn: Keine, da bereits vorhandene Transportwege genutzt werden Schiff: Zerstörung von Ökosystemen aufgrund erhöhter Schadstofffreigabe ins Wasser

Technologie	während Errichtung/Einführung der Technologie (kurzfristig)	während Nutzung	nach Nutzung (langfristig)
Eisensulfat oder -oxid-Transport per Schiff		<ul style="list-style-type: none"> Energieaufwendiger Prozess, hierdurch Belastung von Ökosystemen 	<ul style="list-style-type: none"> aufgrund der Zunahme des Schiffsverkehrs Zerstörung von Ökosystemen aufgrund erhöhter Schadstofffreigabe ins Wasser möglich
Speicherung			
Terrestrische Speicherungsoption			
Aufforstung	<ul style="list-style-type: none"> durch Anlage von Plantagen teilweise Rodung von natürlichen Wald- und Baumbeständen 	<ul style="list-style-type: none"> Plantagen speichern generell weniger CO₂ als Misch- und Naturwälder Monokulturen stehen in Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion Monokulturen sind anfällig für Krankheiten/Schadorganismen Primärwälder als Senken sind kaum erweiterbar Verschiedene Waldökosysteme haben unterschiedlich hohe Speicherpotenziale Nutzung gentechnisch veränderter Pflanzen kann Wildarten beeinträchtigen bzw. über Monokulturen hinaus verdrängen 	<ul style="list-style-type: none"> Aufforstung ist eher als Zwischenspeicherung mit verzögerter CO₂-Freigabe zu bewerten: später freigesetztes CO₂ trägt zum Klimawandel bei, da „Einbau“ von CO₂ nur während der Wachstumsphase des Baumes innerhalb einiger Jahrzehnte erfolgt Biomasse/Algen: Stark begrenztes Potenzial unter Berücksichtigung ethischer und ökologischer Aspekte
Geologische Speicherungsoptionen			
Stillgelegte Kohlebergwerke		<ul style="list-style-type: none"> durch hohe Leckagegefahr können Ökosysteme stark gefährdet werden 	<ul style="list-style-type: none"> durch hohe Leckagegefahr können Ökosysteme stark gefährdet werden
Tiefe (nicht abbauwürdige) Kohleflöze (ECBM)		<ul style="list-style-type: none"> entweichendes und nicht aufgefangenes Methan kann den Treibhauseffekt verstärken 	<ul style="list-style-type: none"> dauerhafte Speicherung von CO₂ ist bisher nicht nachgewiesen
Saline Aquifere		<ul style="list-style-type: none"> bei sicherer Gestaltung der Einbringung Gefahren niedrig 	<ul style="list-style-type: none"> Langfriststabilität von CO₂ in Aquiferen noch nicht ausreichend geklärt
Salzkavernen		<ul style="list-style-type: none"> bei Leckage Gefahr einer schlagartigen Entleerung 	<ul style="list-style-type: none"> Keine, sofern Leckagen verhindert werden
Mineralisierung	<ul style="list-style-type: none"> beim Abbau der reaktionsfähigen Ausgangsprodukte Flächenverbrauch inkl. Zerstörung von Ökosystemen 	<ul style="list-style-type: none"> hoher Energieverbrauch für Mineralisierungsvorgänge und Transporte hoher Transportaufwand 	<ul style="list-style-type: none"> Hoher Flächenverbrauch endgelagerter Mineralien verdrängt Ökosysteme
Marine Speicherungsoptionen			
Induktion von Algenblüten		<ul style="list-style-type: none"> im oberflächennahen Bereich: möglicherweise Verschiebung ökologischer Systeme hin zu anderen Arten durch Erwärmung des Oberflächenwassers Veränderung der Wasserschichtung, dadurch Veränderung von Ökosystemen bis hin zu deren Zerstörung Meeresboden: Abbau von absinkendem Algenmaterial verbraucht Sauerstoff, dadurch Bildung O₂-armer bzw. -freier Zonen. Folge: Zerstörung von Ökosystemen 	<ul style="list-style-type: none"> langfristige Effekte auf Ökosysteme sind bisher nicht abzusehen
Physikalische Lösung durch Einpumpen		<ul style="list-style-type: none"> bei langfristiger Anwendung Absenkung des pH-Wertes des Meerwassers, dadurch Beeinträchtigung von Ökosystemen auf globaler Ebene, kalkbildende Organismen werden als erste betroffen sein zeitversetzte Wiederfreisetzung des CO₂ 	<ul style="list-style-type: none"> bei langfristiger Anwendung Absenkung des pH-Wertes des Meerwassers, dadurch Beeinträchtigung von Ökosystemen auf globaler Ebene

Technologie	während Errichtung/Einführung der Technologie (kurzfristig)	während Nutzung	nach Nutzung (langfristig)
Versenkung von Trockeneis		<ul style="list-style-type: none"> im Umkreis versenkter Trockeneisladungen Absterben von Lebewesen zeitversetzte Wiederfreisetzung des CO₂ 	<ul style="list-style-type: none"> im Umkreis versenkter Trockeneisladungen Absterben von Lebewesen
Bildung von CO ₂ -Seen am Meeresgrund		<ul style="list-style-type: none"> Im Bereich der Seen Absterben sämtlicher Organismen durch eventuelle Hangrutschungen und folgende unkontrollierte Ausbreitung von flüssigem CO₂ ausgeweitete Zerstörung ganzer Ökosysteme 	<ul style="list-style-type: none"> Im Bereich der Seen Absterben aller Organismen durch eventuelle Hangrutschungen und folgende unkontrollierte Ausbreitung von flüssigem CO₂ ausgeweitete Zerstörung ganzer Ökosysteme
Regenerative Energien			
Windkraft onshore	<ul style="list-style-type: none"> durch Fundamentsetzung und Zuwegung lokale Veränderung der Abiotik, dadurch Änderung der natürlichen Biozönosen 	<ul style="list-style-type: none"> proviziert bei einigen Vogelarten Ausweichverhalten, dadurch Lebensraumverkleinerung Geräuschemissionen vereinzelt noch Schattenwurf, wird aber durch moderne Regelstechnik weitgehend unterbunden 	<ul style="list-style-type: none"> keine, vollständiger Rückbau möglich
Windkraft offshore	<p>Sowohl Nord- als auch Ostsee sind seit Jahrzehnten vom Menschen stark genutzte Meeresgebiete mit weitreichenden Folgen für ökologische Systeme: intensive Nutzung als Fischereigebiet (Überfischung), Seeweg (Schadstoffbelastung) sowie als Rohstofflieferant (Kies) und Entsorgungsbecken (Verklappung von Schutt)</p>		
	<ul style="list-style-type: none"> in der Bauphase lokales Absterben der benthischen Lebensgemeinschaften mit Auswirkungen auf nachgeordnete Lebensgemeinschaften durch Fundamentierung Veränderung der Abiotik, dadurch Änderung der natürlichen Biozönosen Unterwasserschall bei Fundamentierung könnte Gehör von Meeressäugern schädigen (Grenzwerte für Schalleinträge wurden bisher nicht festgesetzt) 	<ul style="list-style-type: none"> proviziert Ausweichverhalten bei einigen Zugvogelarten Geräuschemissionen mögliche positive Effekte: <ul style="list-style-type: none"> beruhigte Zone von Windparks kann als Ruhe- und Aufwuchszone für Fauna dienen (so genannte nursing grounds) Fundamente/Pfeiler fungieren als künstliche Riffe und bieten als Hartsubstrat Lebensraum für zahlreiche Organismengruppen (mit Folgen für die nachgeordnete Fauna) 	<ul style="list-style-type: none"> keine, vollständiger Rückbau möglich
Biomasse und Biogas		<ul style="list-style-type: none"> Anbau von Monokulturen reduziert die Artenvielfalt und beeinträchtigt natürliche Regulierungsmechanismen (betrifft nur NaWaRo) ggf. perspektivisch Einsatz von gentechnisch veränderten Pflanzen mit nicht vorhersehbaren Folgen (betrifft nur NaWaRo) Verdrängung natürlicher Biotop (betrifft nur NaWaRo) je nach Biobrennstoff und Verbrennungsprozess SO₂- und NO_x-Emissionen 	<ul style="list-style-type: none"> normalerweise keine Wiederherstellung der vor der Nutzung existierenden Ökosysteme möglich, z.B. nach Trockenlegung von Feuchtbiotopen gegebenenfalls unabsehbare Folgen durch Einsatz von genetisch veränderten Organismen
Anbau von „Energiepflanzen“ (NaWaRo)			
Waldrestholz			
Grünschnitt			
Klärschlamm			
Gülle			

Technologie	während Errichtung/Einführung der Technologie (kurzfristig)	während Nutzung	nach Nutzung (langfristig)
Wasserkraft a) kleine Laufwasserkraftwerke b) große Laufwasserkraftwerke c) Speicherkraftwerke	<ul style="list-style-type: none"> • gravierender Eingriff in umgebende Ökosysteme 	<ul style="list-style-type: none"> • Laufwasserkraftwerke haben weitreichende ökologische und hydrologische Folgen: Veränderung von Abfluss- und Sedimentregimes in Qualität, Quantität und Dynamik; • im Umkreis versenkter Trockeneisladungen Absterben von Lebewesen vielfältige Erfahrungen im Umgang mit Folgen und Maßnahmen der Eindämmung • Störung bzw. Unterbindung von Fischwanderungen und Migration des Makrozoobenthos • bei Speicherkraftwerken durch Staudämme direkter Verlust von Landflächen und ihrer Ökosysteme 	<ul style="list-style-type: none"> • abhängig von der nachenergetischen Nutzung des Wasserkraftwerkes; Wiederherstellung der ursprünglichen Ökosysteme ist jedoch i.d.R. nicht möglich
Solarstrahlung I Photovoltaik auf Gebäuden auf Freiflächen	<ul style="list-style-type: none"> • minimale Eingriffe während der Bauphase • kumulierter Energie- und Materialbedarf je nach Zellentechnologie signifikant 	<ul style="list-style-type: none"> • Flächenintensivität kann ökologische Lebensräume einschränken, z.B. durch Abschattung 	<ul style="list-style-type: none"> • am Standort keine, da vollständiger Rückbau möglich • je nach eingesetzten Materialien aufwendige Entsorgung mit möglicher Umweltgefährdung, insbesondere bei Cadmium-Tellurid- und Gallium-Arsenid-Zellen (Cd und As sind Schwermetalle)
Solarstrahlung II Solarthermische Kraftwerke		<ul style="list-style-type: none"> • Flächenintensivität kann ökologische Lebensräume beeinträchtigen, z.B. durch Abschattung 	<ul style="list-style-type: none"> • keine, vollständiger Rückbau möglich
Geothermie I oberflächennah	<ul style="list-style-type: none"> • durch Bohrungen kleinskalige Beeinträchtigung von Ökosystemen 		
Geothermie II tief	<ul style="list-style-type: none"> • durch Zuwegung und Bohrungen kleinskalige Beeinträchtigung von Ökosystemen 	<ul style="list-style-type: none"> • eher gering 	
Meerwassererzeugung¹		<ul style="list-style-type: none"> • sämtliche Systeme außer Gezeitenkraftwerk befinden sich noch im Entwicklungsstadium, eine abschließende Abschätzung ökologischer Folgen ist noch nicht möglich • Gezeitenkraftwerk: möglicherweise Beeinträchtigung von Tierwanderungen 	<ul style="list-style-type: none"> • bisher nicht ausreichend bekannt
Energieeffizienz			
Angebotsseitige Effizienzmaßnahmen Steigerung der Kraftwerkswirkungsgrade	<ul style="list-style-type: none"> • in der Regel keine Mehrbelastungen im Vergleich zu weniger effizienten Technologien 	<ul style="list-style-type: none"> • in der Regel keine Mehrbelastungen im Vergleich zu weniger effizienten Technologien 	<ul style="list-style-type: none"> • keine Mehrbelastungen im Vergleich zu weniger effizienten Technologien
Nachfrageseitige Effizienzmaßnahmen REN-Technologien auf Endverbraucherseite	<ul style="list-style-type: none"> • teilweise höherer Materialaufwand 	<ul style="list-style-type: none"> • keine 	<ul style="list-style-type: none"> • evtl. erhöhter Entsorgungsaufwand (z.B. Dämmmaterialien)
¹ Gezeitenhübe, Wellenbewegungen, Strömungen, Temperaturgradienten			

Kapitel 12

Entwicklung von Strom- und

Wasserstoffgestehungskosten bei Anwendung von CCS

12.1 Zukünftige Stromgestehungskosten unter Berücksichtigung technologischer Entwicklungen, Brennstoffpreissteigerungen und Kosten für CO₂-Emissionszertifikate

12.1.1 Entwicklung von Preisen für Brennstoffe und CO₂-Emissionszertifikate

Um langfristig wirksame Investitionsentscheidungen wie den Bau von langlebigen Kraftwerken korrekt bewerten zu können, sind insbesondere Annahmen über die zukünftige Entwicklung der Preise fossiler Energieressourcen erforderlich. Diese sollten eine ausreichend große Bandbreite möglicher Entwicklungen abdecken und insbesondere berücksichtigen, dass wie im Falle von CCS-Anlagen Investitionsentscheidungen erst um 2020 anstehen, dann aber 30 und mehr Jahre wirksam sein können. Im Lichte der beträchtlichen jüngsten Preissteigerungen bei Rohöl, die ein gutes Jahrzehnt sehr niedriger Preise beendet haben, und den sich mittelfristig abzeichnenden Verknappungen dieses Rohstoffs empfiehlt es sich, auch Preisentwicklungen zu berücksichtigen, die vor einigen Jahren noch als unwahrscheinlich angesehen wurden. Diese dürften inzwischen jedoch wahrscheinlicher sein als viele der Niedrigpreisannahmen, die zahlreichen Studien der letzten fünf Jahre noch als Ausgangsbasis für ihre Schlussfolgerungen dienten.

Hier werden zwei Preispfade für fossile Brennstoffpreise berücksichtigt, die in etwa dieses Spektrum abbilden. Das „traditionelle“ Preisszenario – als „EWI 2005“ bezeichnet – beruht auf den Annahmen des Energiereports IV (EWI/Prognos 2005). Es geht noch vom Energiepreinsniveau um 2002 aus und beschreibt eine Preisentwicklung bis 2030. Es wurde hier bis 2050 fortgeschrieben. Das zweite Preisszenario, welches die jüngsten Preissteigerungen mitberücksichtigt und diese tendenziell fort schreibt, wird als „DLR 2005“ bezeichnet.¹ Es beruht zum Teil auf den in (BMU 2004) getroffenen Annahmen und wurde entsprechend aktualisiert.

¹ EWI/Prognos haben inzwischen (EWI/Prognos, August 2006) eine Preisvariante vorgestellt, die ebenfalls die bisherigen Preisanstiege aufgreift und einen deutlich höheren Preispfad darstellt. Er ist nachrichtlich in Abb. 12-1 dargestellt („EWI 2006“). Er geht von einem gewissen Abbau der derzeitigen Preisspitzen bis ca. 2015 aus, nähert sich aber bis 2030 dem Preispfad „DLR 2005“ an. Diese Aktualisierung unterstützt die Aussage, dass der Energiepreisfad „DLR 2005“ ein zukünftig realistischer Preispfad sein dürfte.

Abbildung 12-1 stellt beispielhaft die Vergangenheitsentwicklung des Rohölpreises auf der Basis von Jahresmittelwerten (\$/bbl real mit Geldwert 2000) diesen zwei zukünftigen Preispfaden gegenüber. Während der Jahresmittelwert in 2002 noch 24 \$₂₀₀₀/bbl betrug, stieg er in 2004 auf 36 \$₂₀₀₀/bbl und erreichte in 2005 (Mittelwert Januar bis September) bereits 48 \$₂₀₀₀/bbl. Die nominalen Preise haben bereits das Niveau der Spitzenpreise um 1982 überschritten, das reale Preisniveau liegt im Jahresmittel noch darunter. In kurzfristigen Spitzenwerten wurden im Jahr 2006 allerdings bereits Preise um 70 \$₂₀₀₀/bbl erreicht.

Der Preisfad „EWI 2005“ erreicht, ausgehend vom Niveau des Jahres 2002, einen realen Ölpreis von 37 \$₂₀₀₀/bbl in 2030 (nominal von 63 \$/bbl) und von 50 \$₂₀₀₀/bbl in 2050 (nominal von 110 \$/bbl), liegt also während des gesamten Betrachtungszeitraums unter dem Niveau des Jahres 2005. Der jetzige Ölpreis müsste also wieder deutlich sinken, um sich diesem Niveau zu nähern. Der Preisfad „DLR 2005“ geht vom Niveau des Jahres 2005 aus und nimmt einen weiteren, aber eher verhaltenen Preisanstieg an. In 2030 werden so 65 \$₂₀₀₀/bbl (nominal 110 \$/bbl) erreicht und in 2050 von 72 \$₂₀₀₀/bbl (nominal 160 \$/bbl).

Für die weiteren Betrachtungen sind insbesondere die Preise von Erdgas und Steinkohle für Kraftwerke von Bedeutung. Da Kraftwerke bereits heute in Deutschland dem Emissionshandel unterworfen werden, interessiert auch die weitere Entwicklung der Preise für CO₂-Zertifikate. Sie liegen derzeit bei 15–20 EUR/t, nachdem ursprünglich vermutet wurde, dass in der ersten Phase des Emissionshandels bis 2007 die Preise nicht über 10 EUR/t CO₂ steigen würden. In beiden Preispfaden steigen die „CO₂-Preise“ kontinuierlich: in „EWI 2005“ nur sehr gering von 5 EUR/t CO₂ in 2010 auf 15 EUR/t CO₂ in 2030 (fortgeschrieben auf 22,5 EUR/t CO₂ in 2050); in „DLR 2005“ etwas deutlicher, aber immer noch relativ moderat, von 7,5 EUR/t CO₂ in 2010 auf 22,5 EUR/t CO₂ in 2030 und auf 35 EUR/t CO₂ in 2050. In der weiteren Betrachtung werden diese Preise zur Ermittlung der jeweiligen Stromgestehungskosten entsprechend dem Kohlenstoffgehalt der Brennstoffe auf die Brennstoffpreise umgelegt².

² Da sich bei den CO₂-armen CCS-Kraftwerken nur die deutlich geringeren verbleibenden CO₂-Emissionen bei der Kostenbestimmung auswirken, ist damit eine zunehmende Konkurrenzfähigkeit gegenüber konventionellen fossilen Kraftwerken gegeben, die etwa dann eintritt, wenn die CO₂-Preise die ermittelten CO₂-Vermeidungskosten dieser Anlagen errichten.

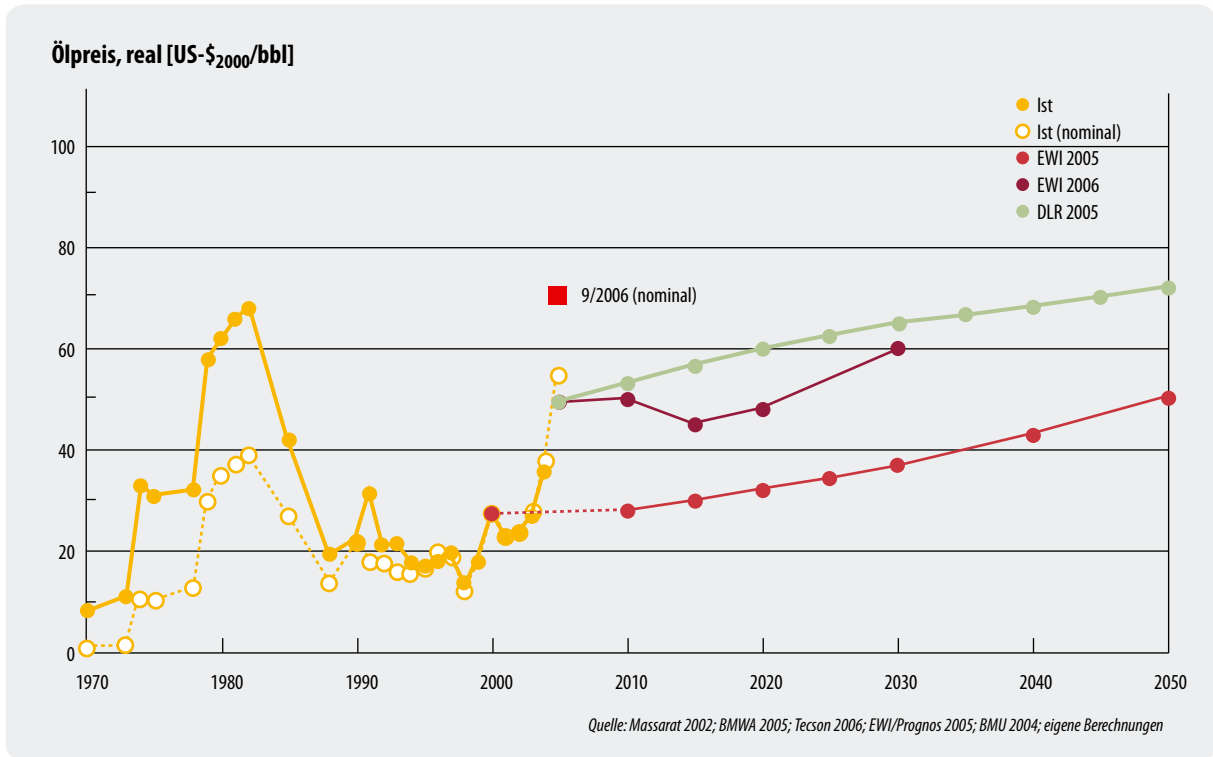


Abbildung 12-1: Entwicklung des realen ($\$_{2000}$) und nominalen Ölpreises seit 1970; Energiepreisfide („EWI 2005“) und („DLR 2005“) in realen Preisen bis 2050 und (nachrichtlich) der Preisfad „EWI 2006“ bis 2030

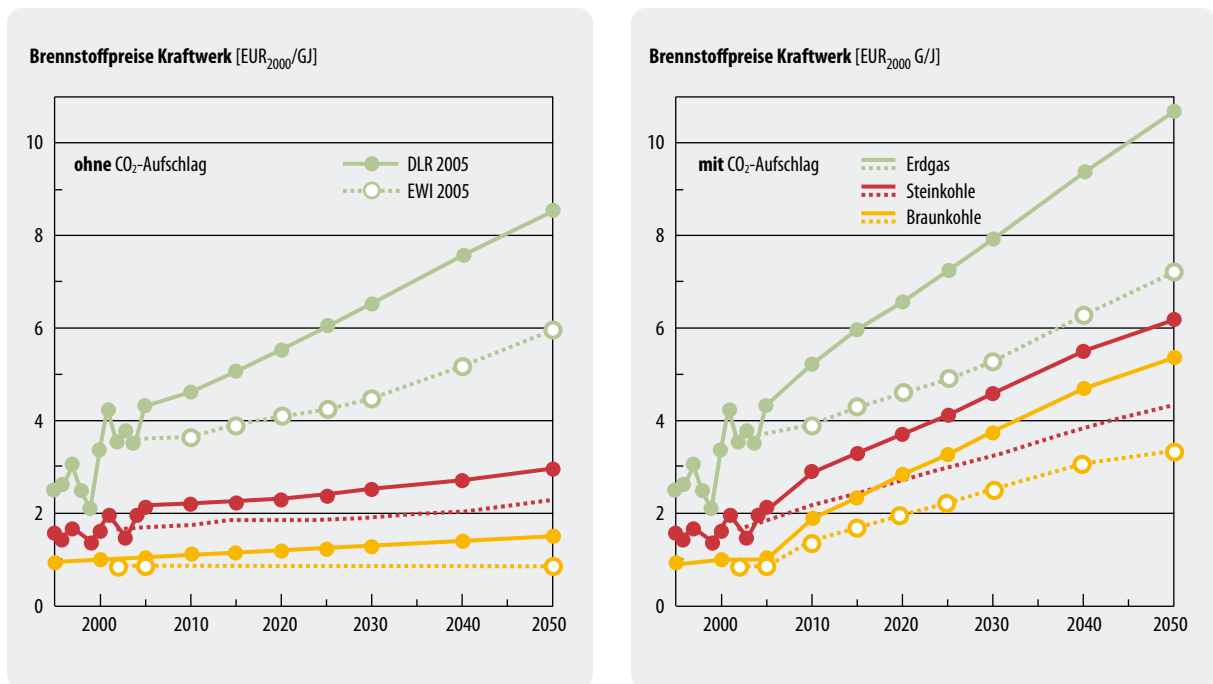


Abbildung 12-2: Brennstoffpreise frei Kraftwerk (in $\$_{2000}$ /GJ) für die Preisszenarien „DLR 2005“ (durchgezogene Linien) und „EWI 2005“ (gestrichelte Linien) ohne (links) und mit CO₂-Aufschlag (rechts) für Erdgas, Steinkohle und Braunkohle

Tabelle 12-1: Brennstoffpreise für Kraftwerke in zwei Preispfaden („EWI 2005“ und „DLR 2005“) ohne und mit CO₂-Aufschlag in EUR-ct₂₀₀₀/kWh_{th} und in EUR₂₀₀₀/GJ

			EWI					Fortschreibung				Mittelwert	Anstieg 2050	
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	20-50	%/a	
EWI 2005														
Erdgas	ct/kWh _{th}	1,27	1,55	1,30	1,40	1,46	1,52	1,60	1,72	1,85	1,98	2,15	1,75	1,59
	EUR/GJ	3,53	4,31	3,61	3,88	4,04	4,23	4,45	4,78	5,14	5,50	5,98	4,87	
Steinkohle	ct/kWh _{th}	0,57	0,76	0,62	0,65	0,65	0,66	0,67	0,69	0,72	0,77	0,81	0,71	0,79
	EUR/GJ	1,59	2,12	1,72	1,82	1,82	1,84	1,86	1,93	2,00	2,13	2,25	1,98	
Braunkohle	ct/kWh _{th}	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,00
	EUR/GJ	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	
EWI 2005 + CO₂			EUR/t	5,00	7,50	10,00	12,50	15,00	17,50	20,00	21,25	22,50		
Erdgas	ct/kWh _{th}	1,27	1,55	1,40	1,55	1,66	1,77	1,91	2,08	2,26	2,43	2,61	2,10	1,90
	EUR/GJ	3,53	4,31	3,89	4,30	4,61	4,92	5,30	5,79	6,28	6,76	7,24	5,84	
Steinkohle	ct/kWh _{th}	0,57	0,76	0,78	0,88	0,99	1,08	1,17	1,28	1,38	1,47	1,56	1,27	1,93
	EUR/GJ	1,59	2,12	2,18	2,46	2,74	2,99	3,24	3,55	3,85	4,09	4,33	3,54	
Braunkohle	ct/kWh _{th}	0,30	0,30	0,50	0,60	0,70	0,80	0,90	0,95	1,10	1,05	1,20	0,96	2,38
	EUR/GJ	0,83	0,83	1,39	1,67	1,95	2,22	2,50	2,64	3,06	2,92	3,34	2,66	
DLR														
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	20-50	%/a	
DLR														
Erdgas	ct/kWh _{th}	1,21	1,55	1,73	1,90	2,06	2,23	2,40	2,58	2,76	2,96	3,15	2,59	1,76
	EUR/GJ	3,35	4,31	4,81	5,27	5,73	6,20	6,67	7,17	7,67	8,21	8,76	7,20	
Steinkohle	ct/kWh _{th}	0,57	0,76	0,79	0,81	0,84	0,87	0,90	0,94	0,98	1,03	1,08	0,95	0,97
	EUR/GJ	1,59	2,12	2,20	2,26	2,32	2,42	2,51	2,62	2,72	2,86	3,00	2,64	
Braunkohle	ct/kWh _{th}	0,34	0,36	0,38	0,40	0,41	0,43	0,45	0,47	0,49	0,51	0,52	0,47	0,86
	EUR/GJ	0,95	1,00	1,05	1,10	1,15	1,20	1,25	1,31	1,36	1,40	1,45	1,30	
DLR 2005 + CO₂			EUR/t	7,50	11,25	15,00	18,75	22,50	26,26	30,00	32,50	35,00		
Erdgas	ct/kWh _{th}	1,21	1,55	1,82	2,05	2,29	2,54	2,80	3,07	3,33	3,57	3,80	3,06	2,20
	EUR/GJ	3,35	4,31	5,05	5,70	6,37	7,06	7,78	8,52	9,26	9,91	10,56	8,49	
Steinkohle	ct/kWh _{th}	0,57	0,76	1,03	1,17	1,32	1,48	1,64	1,80	1,96	2,09	2,22	1,79	2,27
	EUR/GJ	1,59	2,12	2,86	3,25	3,67	4,11	4,55	5,00	5,45	5,81	6,17	4,97	
Braunkohle	ct/kWh _{th}	0,34	0,36	0,68	0,85	1,02	1,19	1,35	1,52	1,69	1,81	1,93	1,50	2,97
	EUR/GJ	0,95	1,00	1,89	2,36	2,84	3,29	3,75	4,23	4,70	5,03	5,37	4,17	

Tabelle 12-2:
Eckdaten für die Berechnung
der Stromkosten fossiler
Kraftwerke

		Williams (2002)	IEA (2003)	ECOFYS (2004)	IPCC ⁽²⁾ (2005)	Referenz
Zinssatz	%/a	12	10	10		10
Abschreibungsdauer	a	15	30	25		25
Annuität	%/a	15,0	10,6	11,0	11–17	11,0
Ausnutzungsdauer	h/a	7 000	8 200	7 500	5 700–7 800	7 000
Einfluss auf die Strom- gestehungskosten bezogen auf Referenz		1,10	0,85	0,93	0,80–1,20	1,00
Brennstoffpreise						
Erdgas	€/GJ	3,93	3,20	3,00	3,0–4,8	4,0–5,7¹⁾
Steinkohle	€/GJ	1,24	1,60	2,00	1,8–2,3	1,8–2,3¹⁾

1) Preise für 2020 ohne CO₂-Aufschlag 2) Bandbreiten der in IPCC 2005 zitierten Untersuchungen

Die resultierenden für Kraftwerke relevanten Brennstoffpreise mit und ohne CO₂-Aufschlag sind in Abbildung 12-2 und in Tabelle 12-1 zusammengestellt. In „EWI 2005“ werden die Preise des Jahres 2005 bei Gas erst wieder in 2025, bei Steinkohle erst um 2045 erreicht. Der unterstellte CO₂-Aufschlag verschiebt diese Zeitpunkte deutlich nach vorne auf die Jahre 2015 bzw. 2010. Beim Preisfad „DLR 2005“ sind die Brennstoffpreise ohne CO₂-Aufschlag im Jahr 2020, dem Zeitpunkt möglicher erster kommerzieller CCS-Anlagen, um etwa ein Drittel höher als in „EWI 2005“ und im Jahr 2050 um 45 Prozent höher für Gas und um 30 Prozent höher für Kohle. Die angenommenen CO₂-Aufschläge verteuern insbesondere die Kohle deutlich. In „DLR 2005“ liegt der Kohlepreis inklusive CO₂-Aufschlag in 2050 beim 3-fachen des Wertes von 2005, bei Erdgas beim 2,5-fachen. Nachrichtlich sind auch die Preise für Braunkohle angegeben.

Die angenommene Entwicklung der Brennstoffpreise und der Preise für CO₂-Emissionszertifikate hat sowohl Auswirkung auf die Kostenunterschiede zwischen Technologien mit CO₂-Rückhaltung gegenüber solcher ohne Rückhaltung (wegen der unterschiedlichen Wirkungsgrade) als insbesondere auch hinsichtlich der Konkurrenzfähigkeit mit den CO₂-freien Technologien auf der Basis erneuerbarer Energiequellen.

12.1.2 Eckdaten der Kostenbestimmung und Stromkosten im Jahr 2020

Im Folgenden werden Kostenangaben verschiedener relevanter Literaturquellen zu zukünftigen Kraftwerken mit und ohne CO₂-Rückhaltung dargestellt. Die Kosten wurden jedoch auf der Basis unterschiedlicher ökonomischer Eckdaten wie Bezug für Geldwert, Zinssätze und Abschreibungsdauern, unterschiedlichen Ausnutzungsdauern der Kraftwerke und teilweise sehr verschiedener Brennstoffpreise ermittelt. Sie sind

daher nur bedingt vergleichbar. Allein die unterschiedlichen Annahmen zur Annuität und zur Ausnutzungsdauer der Anlagen (Tabelle 12-2) führen zu Unterschieden in der Kostenberechnung von bis zu ± 20 Prozent. Weiterhin können unterschiedliche Kraftwerksgrößen zu verschiedenen spezifischen Investitionskosten führen. Auch die Unterschiede in den Brennstoffpreisen sind beträchtlich, wobei im Allgemeinen auch keine Aussagen über die Steigerungsraten während der Betriebsdauer der Anlagen (z.B. zwischen 2020 und 2050) gemacht wurden. Die Angaben aus vier wichtigen Quellen (Williams 2002, IEA 2003, ECOFYS 2004, IPCC 2005) werden daher im Folgenden auf der Basis gleicher Ausgangsdaten hinsichtlich Zinssatz, Abschreibungsdauer, jährlicher Volllaststundenzahl und Brennstoffkosten gegenübergestellt und mit den hier definierten Referenztechnologien verglichen.

In Tabelle 12-3 sind die Kenndaten von drei Kraftwerkstypen zusammengestellt, die für einen frühen Einsatz (um 2020) von CO₂-Rückhaltetechniken von besonderer Bedeutung sind. Dies sind

- effiziente Steinkohle-Dampfkraftwerke (SK-Dampf)
- Steinkohle-GuD-Kraftwerke mit integrierter Kohlevergasung (SK-IGCC) und
- gasgefeuerte GuD-Kraftwerke (GuD).

Sie werden in allen relevanten Quellen berücksichtigt. Erdgasgefeuerte Dampfkraftwerke wurden nur in (ECOFYS 2004) zusätzlich untersucht. Sie sind aber wegen deutlich geringerer Wirkungsgrade im Vergleich zu GuD-Kraftwerken für eine CO₂-Rückhaltung nicht von größerem Interesse. Deutliche Einschätzungsunterschiede ergeben sich bei SK-Dampfkraftwerken. Die aufgeführten Angaben der Referenzkraftwerke berücksichtigen deshalb in besonderem Maße die deutsche Situation. So sind die Daten des SK-Dampfkraftwerks 2020 in Anlehnung an das Konzept des

		Williams (2002)	IEA (2003)	ECOFYS (2004)	IPCC (2005) ¹⁾	Referenz
Steinkohle, Dampfkraftwerk						
Leistung	MW	460	k.A.	500	k.A.	700
Nutzungsgrad	%	42,7	44	42	45,6	49
Investition	€/kW _{el}	1 425	1 086	1 085	870	950
Betrieb, Wartung	€/kW _a	72,1	33,0	50,0	48,3 ²⁾	48,3
Stromkosten 2020	ct/kWh _{el}	5,19	4,15	4,39	3,90	
• DLR 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						3,87
• DLR 2005, mit CO ₂ -Aufschlag						4,89
• EWI 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						3,51
Steinkohlekraftwerk, integrierte Kohlevergasung mit GuD (IGCC)						
Leistung	MW	425	k.A.	500	365	700
Nutzungsgrad	%	43,1	46	47	49,4	50
Investition	€/kW _{el}	1 557	1 335	1 685	1 100	1 300
Betrieb, Wartung	€/kW _a	59,3	37,1	57,5	53,0 ²⁾	53,0
Stromkosten 2020	ct/kWh _{el}	5,21	4,48	5,18	4,20	
• DLR 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						4,46
• DLR 2005, mit CO ₂ -Aufschlag						5,46
• EWI 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						4,12
Erdgas-GuD-Kraftwerk						
Leistung	MW	385	k.A.	500	380	700
Nutzungsgrad	%	53,6	59	58	58,6	60
Investition	€/kW _{el}	590	424	480	700	400
Betrieb, Wartung	€/kW _a	23,3	14,8	37,3	34,1 ²⁾	34,1
Stromkosten 2020	ct/kWh _{el}	4,97	4,35	4,71	5,00	
• DLR 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						4,44
• DLR 2005, mit CO ₂ -Aufschlag						4,94
• EWI 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						3,56
1) Mittelwerte „advanced technologies“ 2) Wert von Referenz übernommen						

Tabelle 12-3:
Kenndaten fossiler Kraftwerke im Jahr 2020 und deren Stromkosten auf der Basis gleicher Eckdaten (ohne Rückhaltung und Endlagerung von CO₂); alle Kosten in EUR bzw. EUR-Cent (Geldwert 2000)

Referenzkraftwerks NRW (VGB 2004) festgelegt worden. Bei erdgasgefeuerten GuD-Kraftwerken sind die Unterschiede in den Annahmen geringer. IGCC-Kraftwerke auf Steinkohlebasis werden allgemein im Jahr 2020 noch als deutlich teurer eingeschätzt.

Die resultierenden Stromgestehungskosten im Jahr 2020 liegen unter diesen Annahmen für Kohledampfkraftwerke bei 3,51–3,87 ct/kWh_{el} und bei Erdgas-GuD-Kraftwerken bei 3,56–4,44 ct/kWh_{el}. Effiziente moderne „konventionelle“ Kohlekraftwerke sind also bei den angenommenen Kostenrelationen kostengünstiger als Erdgas-GuD-KW. Bei Vergasung der Kohle sind um rund 0,6 ct/kWh_{el} höhere Kosten zu erwarten.

Ein CO₂-Aufschlag von 15 EUR/t in 2020 („DLR 2005+CO₂“) verteuert Kohlestrom um 1 ct/kWh_{el} und Erdgasstrom um 0,5 ct/kWh_{el}, was die Kostenrelationen zwischen beiden Optionen zu diesem Zeitpunkt umkehrt.

Werden die Stromkosten mit den mittleren Brennstoffpreisen während der gesamten Nutzungsdauer berechnet (vgl. dazu Tabelle 12-1, zweitletzte Spalte), so liegen diese bei Kohlestrom um rund 0,3 ct/kWh_{el} über denjenigen des Jahres 2020, bei Erdgasstrom wegen höherer Preissteigerungsraten und der generell höheren Bedeutung der anteiligen Brennstoffpreise um 0,6 bis 1,2 ct/kWh_{el} über denjenigen von 2020.

Tabelle 12-4:
Kenndaten fossiler Kraftwerke
im Jahr 2020 und deren Strom-
kosten auf der Basis gleicher
Eckdaten (mit Rückhaltung,
ohne Transport und Endlagerung
von CO₂); alle Kosten in EUR
bzw. EUR-ct (Geldwert 2000)

		Williams (2002)	IEA (2003)	ECOFYS (2004)	IPCC (2005) ¹⁾	Referenz
Steinkohle, Dampfkraftwerk						
Leistung	MW	330	k.A.	385	k.A.	570
Nutzungsgrad	%	31,0	36,0	33,7	35,4	40,0
Investition	€/kW _{el}	2 385	1 823	1 880	1 470	1 750
Betrieb, Wartung	€/kW _a	129	78,0	79,7	80,0 ²⁾	80,0
Stromkosten 2020	ct/kWh _{el}	8,06	6,29	6,48	5,78	
• DLR 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						5,95
• DLR 2005, mit CO ₂ -Aufschlag						6,13
• EWI 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						5,52
Steinkohlekraftwerk, integrierte Kohlevergasung mit GuD (IGCC)						
Leistung	MW	365	k.A.	385	360	590
Nutzungsgrad	%	37,0	40,0	42,2	40,3	42,0
Investition	€/kW _{el}	2 022	1 733	2 375	1 720	2 000
Betrieb, Wartung	€/kW _a	72,0	55,0	87,5	85,0 ²⁾	85,0
Stromkosten 2020	ct/kWh _{el}	6,56	5,57	6,95	6,00	
• DLR 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						6,28
• DLR 2005, mit CO ₂ -Aufschlag						6,46
• EWI 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						5,88
Erdgas- GuD – Kraftwerk						
Leistung	MW	310	k.A.	440	330	600
Nutzungsgrad	%	43,3	51,0	52,0	50,6	51,0
Investition	€/kW _{el}	1 125	850	890	1 170	900
Betrieb, Wartung	€/kW _a	52,8	35,0	51,7	54,0 ²⁾	54,0
Stromkosten 2020	ct/kWh _{el}	7,12	5,77	5,99	6,59	
• DLR 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						6,08
• DLR 2005, mit CO ₂ -Aufschlag						6,16
• EWI 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						5,04
1) Mittelwerte „advanced technologies“ 2) Wert von Referenz übernommen						

In Tabelle 12-4 sind in gleicher Weise die Daten dieser Kraftwerke *mit* Rückhaltung von CO₂ gegenübergestellt. Bei SK-Dampfkraftwerken und Erdgas-GuD-Kraftwerken handelt es sich um eine CO₂-Abtrennung nach der Verbrennung, bei SK-IGCC-Kraftwerken um Abtrennung vor der Verbrennung. Die unter Referenz dargestellten Daten sind „beste Schätzungen“ auf der Basis aller berücksichtigten Quellen, den Ausgangskraftwerken entsprechend Tabelle 12-3 und weiterer in vorliegender Untersuchung erarbeiteter Kenntnisse. Alle Angaben gehen dabei von Anlagen aus, die bereits ihre Pilot- bzw. Demonstrationsphase durchlaufen haben und prinzipiell ab dem Jahr 2020 kommerziell verfügbar sind.

Die resultierenden Stromgestehungskosten liegen in 2020 bei Brennstoffpreisen ohne CO₂-Aufschlag für CO₂-arme SK-Dampfkraftwerke zwischen 5,52 und 5,95 ct/kWh_{el}. CO₂-arme SK-Kraftwerke mit IGCC haben Stromkosten zwischen 5,88 und 6,46 ct/kWh_{el}. Für CO₂-arme Erdgas-GuD-Kraftwerke betragen sie zwischen 5,04 und 6,08 ct/kWh_{el} und liegen somit im Bereich der Kosten von Steinkohlekraftwerken zu diesem Zeitpunkt. Berücksichtigt man CO₂-Aufschläge, so steigen auch die Stromkosten dieser Kraftwerke, wenn auch nur geringfügig, da die verbleibenden CO₂-Emissionen von CCS-Kraftwerken bei rund 15 Prozent der Kraftwerke ohne CCS liegen (Abscheidegrad 88 Prozent). Verdichtung, Transport

		Williams (2002)	IEA (2003)	ECOFYS (2004)	IPCC (2005) ¹⁾	Referenz (2005)
Steinkohle, Dampfkraftwerk						
Nutzungsgrad	%-Punkte	- 11,7	- 8,0	- 8,3	- 10,2	- 9,0
Vermiedene CO ₂ -Emission/ ursprüngliche Emission	%	83,5	85,3	85,0	84,4	85,3
Investitionsmehrkosten	€/kW _{el}	+ 960	+ 737	+ 795	+ 600	+ 800
Stromkosten 2020	ct/kWh _{el}	2,87	2,14	2,09	1,88	
• DLR 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						2,08
• DLR 2005 mit CO ₂ -Aufschlag						1,24
• EWI 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						2,01
Bandbreite anderer Studien ³⁾						2,1–4,2
Steinkohlekraftwerk, integrierte Kohlevergasung mit GuD (IGCC)						
Nutzungsgrad	%-Punkte	- 6,1	- 6,0	- 4,8	- 9,0	- 8,0
Vermiedene CO ₂ -Emission/ ursprüngliche Emission	%	86,0	86,2	86,6	91,1	85,7
Investitionsmehrkosten	€/kW _{el}	+ 465	+ 398	+ 690	+ 620	+ 700
Stromkosten 2020	ct/kWh _{el}	1,35	1,09	1,77	1,80	
• DLR 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag		(1,37)	(1,42)	(2,56)	(2,10)	1,82 (2,41) ²⁾
• DLR 2005, mit CO ₂ -Aufschlag						1,00
• EWI 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						1,76
Bandbreite anderer Studien ³⁾						1,3–2,7
Erdgas-GuD-Kraftwerk						
Nutzungsgrad	%-Punkte	- 10,3	- 8,0	- 6,0	- 8,6	- 9,0
Vermiedene CO ₂ -Emission/ ursprüngliche Emission	%	85,1	86,1	86,6	94,1	85,9
Investitionsmehrkosten	€/kW _{el}	+ 535	+ 426	+ 410	+ 470	+ 500
Stromkosten 2020	ct/kWh _{el}	2,15	1,42	1,72	1,59	
• DLR 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						1,64
• DLR 2005, mit CO ₂ -Aufschlag						1,22
• EWI 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						1,48
Bandbreite anderer Studien ³⁾						1,1–2,3
1) Mittelwerte „advanced technologies“ 2) bei Bezug auf SK-Dampfkraftwerk ohne CO ₂ -Rückhaltung 3) Werte nach ECOFYS 2004, näherungsweise angepasst an obige Eckdaten, jeweils niedrigster und höchster Wert weggelassen						

Tabelle 12-5:
Differenz der Kenndaten
von Kraftwerken *mit* und
ohne CO₂-Rückhaltung (*ohne*
Transport und Endlagerung
des CO₂), alle Kosten in
EUR bzw. EUR-ct
(Geldwert 2000)

und Endlagerung des CO₂ sind in diesen Kosten noch nicht enthalten.

Die aus der Rückhaltung von CO₂ resultierenden Wirkungsgradverluste und monetären Mehraufwendungen für marktreife CCS-Anlagen im Jahr 2020 sind in Tabelle 12-5 zusammengestellt. Eine Rückhaltung von CO₂ verteuert Strom aus Steinkohle-Dampfkraftwerken im Referenzfall um ca. 2 ct/kWh_{el}. Etwas geringere Mehrkosten (um 1,8 ct/kWh_{el}) treten bei der CO₂-Rückhaltung bei IGCC-Kraftwerken auf infolge der bereits erfolgten Vergasung im Kraftwerk ohne CO₂-Rückhaltung. Bezogen auf das kostengünstigere SK-Dampfkraftwerk steigen die Mehrkosten allerdings zu

diesem Zeitpunkt auf 2,6 ct/kWh_{el} (Klammerwerte in Tabelle 12-5). Am geringsten sind die Mehrkosten bei Erdgas-GuD-Kraftwerken mit Werten um 1,6 ct/kWh_{el}. CO₂-Aufschläge von 15 EUR/t, wie sie in der Preisvariante „DLR 2005“ mit CO₂-Aufschlag berücksichtigt sind, reduzieren die Mehrkosten gegenüber Kraftwerken ohne CO₂-Rückhaltung auf rund 1,2 ct/kWh_{el}.

Vergleicht man die obigen Werte mit den in (ECOFYS 2004) aus zehn weiteren Untersuchungen ermittelten Bandbreiten – die dort dargelegten Werte wurden auf die ökonomischen Referenzeckdaten umgerechnet und die jeweils niedrigsten und höchsten Werte nicht berücksichtigt – so liegen die hier dargestellten Refe-

Tabelle 12-6:
Vergleich von „marktfähigen“
CCS-Kraftwerken (2020) mit
„ausgereiften“ CCS-Kraft-
werken (2040) und ihrer
Referenzkraftwerke
ohne CCS

		SK-Dampf		SK-IGCC		Erdgas-GuD	
		2020	2040	2020	2040	2020	2040
A) Ohne CO₂-Rückhaltung							
Nutzungsgrad	%	49,0	52,0	50,0	54,0	60,0	62,0
Investition	€/kW _{el}	950	900	1 300	1 200	400	400
Betrieb, Wartung	€/kW _a	48,3	45,0	53,0	49,0	34,1	32,0
CO ₂ -Emission, direkt	g/kWh _{el}	673	635	660	611	337	326
Stromkosten (mit Brennstoffkosten 2020, DLR-Szenario)	ct/kWh _{el}	3,87	3,60	4,46	4,12	4,44	4,32
B) Mit CO₂-Rückhaltung							
Nutzungsgrad	%	40,0	44,0	42,0	46,0	51,0	55,0
Minderung	%-Punkte	9	8	8	8	9	7
Abscheidegrad	%	88	90	88	92	88	92
Investition	€/kW _{el}	1 750	1 600	2 000	1 800	900	750
Differenz	€/kW _{el}	800	700	700	600	500	350
Betrieb, Wartung	€/kW _a	80,0	74,0	85,0	78,0	54,0	50,0
CO ₂ -Emission, direkt	g/kWh _{el}	99	75	94	57	48	40
Vermiedene Emission/ ursprüngliche Emission	%	85,3	88,2	85,7	90,6	85,9	91,0
Mehreinsatz Brennstoff	%	22,5	18,2	19,0	17,4	17,6	12,7
Stromkosten (mit Brennstoffkosten 2020, DLR-Szenario)	ct/kWh _{el}	5,95	5,43	6,28	5,74	6,08	5,50
Kostendifferenz (CCS – ohne CCS)	ct/kWh _{el}	2,08	1,83	1,82 (2,41)	1,62 (2,14)	1,64	1,18

renzmehrkosten im unteren Bereich der jeweiligen Bandbreiten. In (IPCC 2005) werden Bandbreiten von 1,7–4,2 ct/kWh_{el} für SK-Dampfkraftwerke und 0,8–2,5 ct/kWh_{el} für SK-IGCC und Erdgas-GuD-Kraftwerke genannt. Die Ergebnisse zu den Stromgestehungskosten der hier gewählten Referenztechnologien stellen also eine repräsentative und belastbare Ausgangsbasis für die sich anschließenden Kostenvergleiche dar.

12.1.3 Stromgestehungskosten bei veränderten Technologieparametern und Brennstoffpreisen

Technologien erfahren stetige Verbesserungen, die sich u.a. auch in Kostensenkungen niederschlagen können. Auch eine verstärkte Markteinführung bewirkt Kostensenkungen. Besonders gut geeignet sind diese aus „Lernkurven“ abgeleiteten Kostensenkungen für große Stückzahlen gleicher oder ähnlicher Energiewandler, wie sie z.B. erneuerbare Energien, aber auch Automobile darstellen. Auch für CCS-Kraftwerke bzw. ihre Komponenten können diese Zusammenhänge angewandt werden (Rubin 2004; Riahi 2004). Die hier benutzten Referenztechnologien für Kraftwerke mit und ohne CCS sind als „marktfähige“ Technologien für den Zeitraum 2020

definiert, haben also die durch F&E und Demonstration erreichbaren Kostensenkungen bereits durchlaufen. Sie erfahren jedoch im Laufe ihrer Marktdurchdringung einen Reifungsprozess, falls sie in größerem Umfang in den Energiemarkt eindringen. Es wird deshalb ein weiterer Status definiert, der mit „ausgereiften“ Anlagen für den Zeitraum um 2040 bezeichnet wird. In diese Eckdaten gehen näherungsweise die o.g. Lerneffekte ein. Sie sind zusammen mit einigen CCS-spezifischen Kennziffern in Tabelle 12-6 zusammengestellt.

Während bei konventionellen Kraftwerken ohne CCS wegen ihres bis 2020 bereits weit entwickelten Status nur noch relativ geringe Veränderungen zu erwarten sein dürften, können die Verbesserungsmöglichkeiten bei CCS-Anlagen höher ausfallen, da sich die CCS-spezifischen Komponenten auch in 2020 noch eher am Anfang ihrer Lernkurve befinden werden. Es wird daher angenommen, dass Nutzungs- und CO₂-Abscheidegrade noch deutlich steigen werden. Auch die Investitionskosten werden sich noch merklich reduzieren. In (Rubin 2004) wurde festgestellt, dass sich die Kosten typischer CCS-Komponenten (Gaswäscher) um 11–13 Prozent reduzieren bei einer Verdopplung der kumulierten Leistung. Nimmt man diese Werte für

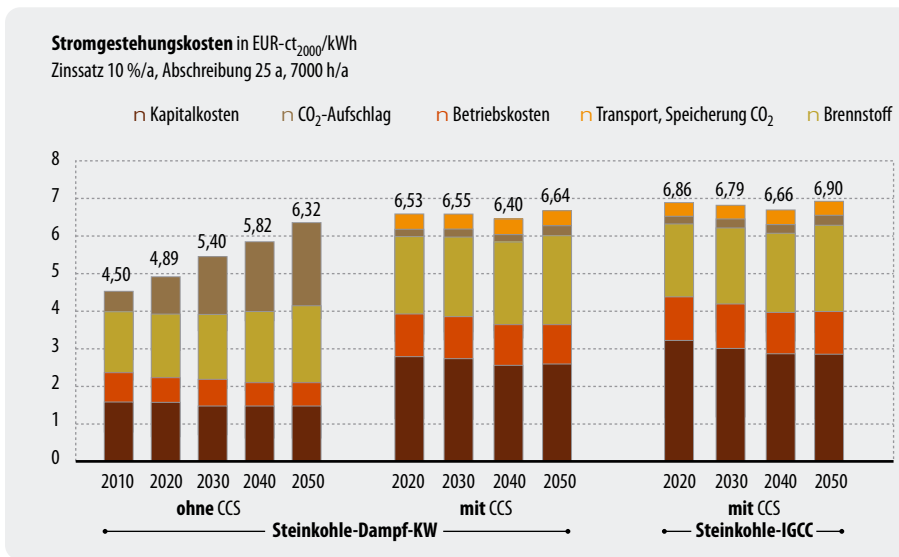


Abbildung 12-3: Stromkosten neuer Kohlekraftwerke im jeweiligen Inbetriebnahmezeitpunkt in Abhängigkeit technologischer Verbesserungen, Brennstoffpreisen und CO₂-Aufschlägen (Kosten für Transport und Speicherung von CO₂ sind ebenfalls ausgewiesen; Preispfad „DLR 2005“)

alle CCS-Komponenten an und berücksichtigt, dass die durch CCS bedingten Mehrkosten etwa 30–40 Prozent der Gesamtinvestitionskosten von CCS-Kraftwerken ausmachen, so lassen sich daraus Lernraten für komplette CCS-Kraftwerke abschätzen. Technische Verbesserungen und reduzierte Investitionskosten infolge wachsender Markt volumina wirken sich günstig auf die Stromgestehungskosten aus. Während sich die Stromkosten von Kraftwerken ohne CCS (bei unveränderten Brennstoffkosten) noch um etwa 0,20 bis 0,25 ct/kWh_{el} verringern, sinken die von CCS-Anlagen um 0,50 bis 0,60 ct/kWh_{el}. Entsprechend sinken auch die Kostendifferenzen zwischen Anlagen mit CCS und Anlagen ohne CCS (letzte Zeile in Tabelle 12-6).

Im Gegensatz zu Anlagen auf der Basis erneuerbarer Energien unterliegen fossil gefeuerte Anlagen andererseits den Preisanstiegen begrenzter Energiequellen. Hinzu treten die durch den Handel mit CO₂-Emissionszertifikaten bedingten Zusatzkosten für Anlagen mit nennenswertem CO₂-Ausstoß. Beide Effekte verringern obige Kostensenkungspotenziale oder verkehren sie ins Gegenteil, wobei gasgefeuerte Kraftwerke wegen ihres hohen Anteils der brennstoffbedingten Kosten sensibler reagieren als Kohlekraftwerke. Ergebnisse dieser wechselseitigen Wirkungen zeigen Abbildung 12-3 und Abbildung 12-4, wobei die Stromkosten jeweils mit den Brennstoffkosten zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme ermittelt wurden.

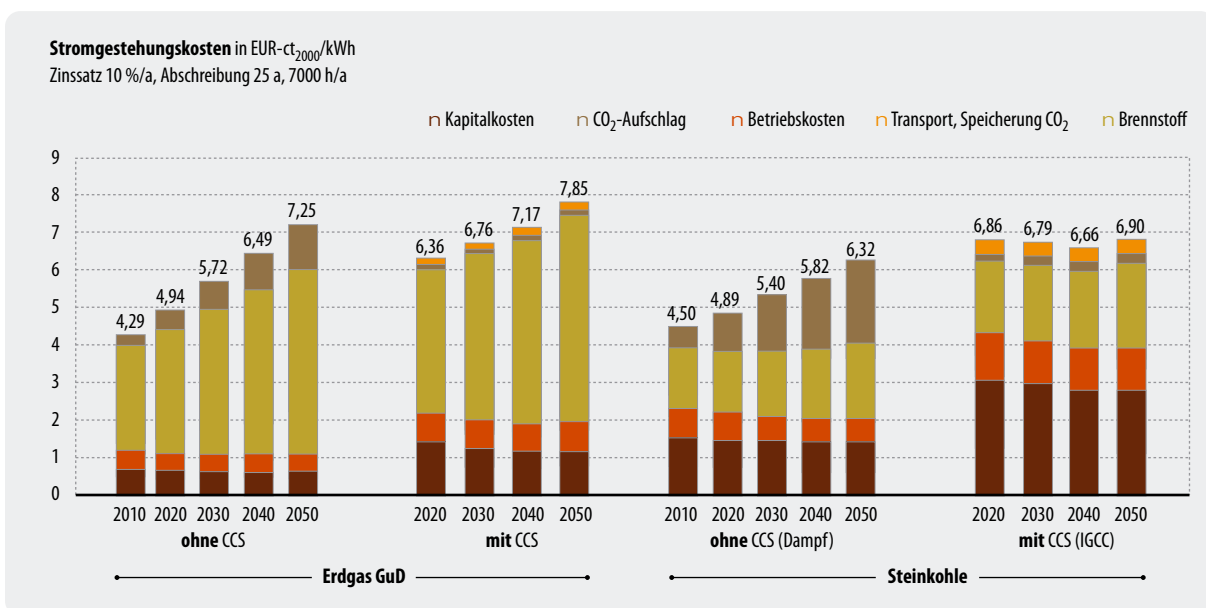
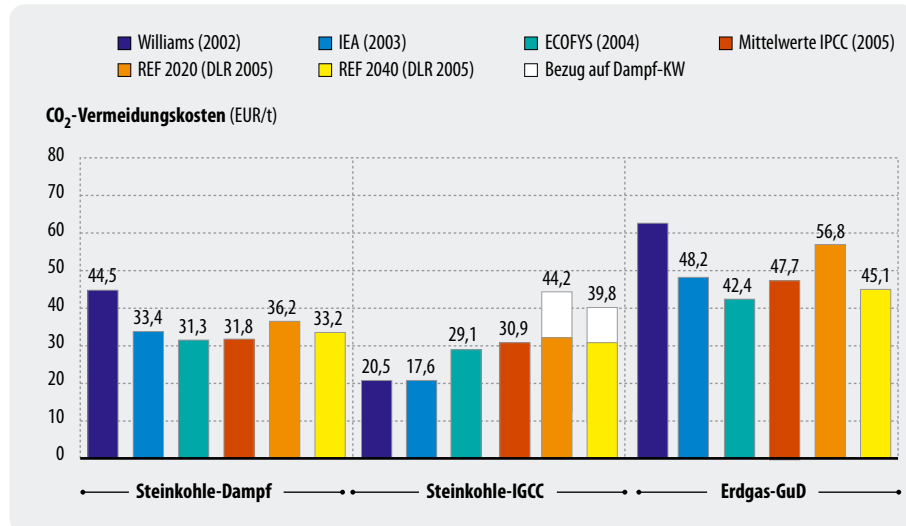


Abbildung 12-4: Stromkosten neuer Erdgas-GuD und Steinkohlekraftwerke im jeweiligen Inbetriebnahmezeitpunkt in Abhängigkeit technologischer Verbesserungen, Brennstoffpreisen und CO₂-Aufschlägen (CCS-Anlagen einschließlich Kosten für Transport und Speicherung von CO₂; Preispfad „DLR 2005“)

Abbildung 12-5:
CO₂-Vermeidungskosten
von CCS-Kraftwerken (ohne
Transport und Speicherung
von CO₂) für den Status 2020
(Referenz auch Status 2040)
im Vergleich (Preisfad
„DLR 2005“)



Bei Kohlekraftwerken bleiben die Stromgestehungskosten ohne CO₂-Aufschlag mit ca. 4,0 ct/kWh annähernd konstant. Merklich wirkt sich jedoch ein CO₂-Aufschlag aus, der in 2020 (15 EUR/t) die Stromkosten um 1,0 ct/kWh und in 2050 (35 EUR/t) um 2,2 ct/kWh auf dann 6,3 ct/kWh steigert. CCS-Kraftwerke wären – allerdings ohne Berücksichtigung der Kosten für Transport und Einlagerung des CO₂ (siehe unten) – ab etwa 2040 mit rund 6 ct/kWh konkurrenzfähig. Steigende Brennstoffpreise werden bis zu diesem Zeitpunkt durch sinkende Kapital- und Betriebskosten aufgefangen. Da auch die Mehrkosten infolge steigender CO₂-Aufschläge gering sind, wären Kohlekraftwerke mit CCS also von eventuell weiter steigenden Klimaschutzmaßnahmen weitgehend entkoppelt, siehe Abbildung 12-3.

Bei Gaskraftwerken bewirken dagegen Brennstoffpreiserhöhungen nach Tabelle 12-1 („DLR 2005“-Preisfad) deutliche Stromkostenanstiege, die durch CO₂-Aufschläge noch verstärkt werden (Abbildung 12-4). Ab 2030 sind bei den vorliegenden Preisszenarien damit Erdgas-GuD Kraftwerke deutlich teurer als Steinkohlekraftwerke. Gasgefeuerte CCS-Anlagen können im Gegensatz zu CCS-Kohlekraftwerken den Brennstoffpreisanstieg nur geringfügig kompensieren. Bei weiterem Anstieg der Erdgaspreise ist also auch bei CCS-Kraftwerken mit einem stetigen Anstieg der Stromgestehungskosten zu rechnen.

Obige Stromkosten wurden mit den Brennstoffkosten zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme berechnet. Für einen korrekten Vergleich mit nicht oder nur wenig brennstoffabhängigen Technologien, eben den erneuerbaren Energien, sind daher Stromgestehungskosten von Bedeutung, die mit mittleren Brennstoffkosten und mittleren CO₂-Aufschlägen über die gesamte Nutzungsdauer ermittelt wurden. Für Kohlekraftwerke, die zwischen 2020 und 2050 in Betrieb sind, fallen diese Kostendifferenzen mit 0,3 bis 0,5 ct/kWh eher gering aus, bei Erdgas-Kraftwerken sind sie mit 0,6–1,2 ct/kWh deutlich höher.

Abschließend sind in Abbildung 12-5 die CO₂-Vermeidungskosten der hier betrachteten CCS-Kraftwerke für Brennstoffkosten im Jahr 2020 (ohne Transport und Speicherung) zusammengestellt. Sie illustrieren, bei welchen CO₂-Aufschlägen diese Anlagen wirtschaftlich im Vergleich zu den jeweiligen Referenzkraftwerken ohne CCS betrieben werden können. Für SK-Dampfkraftwerke liegen die Werte um 32–36 EUR/t CO₂, für IGCC etwas niedriger und bei Erdgas-GuD-Kraftwerken bei rund 50 EUR/t CO₂. Für den Technikstatus 2040 sind die Vermeidungskosten rund 10 Prozent niedriger. Bezieht man Kohlekraftwerke mit CCS generell auf das kostengünstigere Dampf-Referenzkraftwerk, so steigen die Vermeidungskosten für IGCC-Anlagen auf rund 40 EUR/t CO₂. Bezieht man die Kohlekraftwerke auf das Erdgasreferenzkraftwerk, steigen die CO₂-Vermeidungskosten wegen der dann wesentlich geringeren Menge an vermiedenem CO₂ auf etwa das Dreifache. Jede Angabe von CO₂-Vermeidungskosten muss also auch den Hinweis auf das jeweilige Referenzkraftwerk beinhalten.

12.1.4 Berücksichtigung der Kosten für Transport und Speicherung von CO₂

Zu den Aufwendungen für die Rückhaltung des CO₂ müssen noch diejenigen für Verdichtung, Transport und Endlagerung hinzugerechnet werden, um Kostenvergleiche mit anderen CO₂-armen bzw. -freien Technologien anstellen zu können. Für die für Deutschland typischen Transportentfernungen um 200 km können diese zusätzlichen Kosten nach derzeitigem Kenntnisstand auf 0,20 ct/kWh_{el} für gasgefeuerte und auf 0,40 ct/kWh_{el} für kohlegefeuere Kraftwerke angesetzt werden. Es wird angenommen, dass sie sich im Laufe der Zeit ebenfalls noch um rund 10 % verringern werden.

Die entsprechenden Gesamtkosten für die CCS-Kraftwerke und die gegenüber den jeweiligen Referenzkraftwerken resultierenden Mehrkosten sind in Tabelle 12-7 für drei Szenarien der Brennstoffpreise ausgewiesen.

mit CO ₂ -Rückhaltung; mit Transport + Lagerung	Zeitpunkt Inbetriebnahme					
	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Preise EWI 2005						
• Erdgas-KW, GuD			5,24	5,27	5,46	6,00
• Steinkohle-KW, Dampf			5,92	5,74	5,62	5,83
• Steinkohle-IGCC			6,28	6,07	5,92	6,12
Preise DLR 2005						
• Erdgas-KW, GuD			6,28	6,68	7,06	7,71
• Steinkohle-KW, Dampf			6,35	6,32	6,17	6,37
• Steinkohle-IGCC			6,68	6,57	6,44	6,64
Preise DLR 2005 + CO₂						
• Erdgas-KW, GuD			6,36	6,77	7,17	7,84
• Steinkohle-KW, Dampf			6,53	6,55	6,39	6,64
• Steinkohle-IGCC			6,86	6,79	6,66	6,90
Mehrkosten der CO ₂ -Rückhaltung (mit Transport und Lagerung)	Zeitpunkt Inbetriebnahme					
	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Preise EWI 2005						
• Erdgas-KW, GuD			1,68	1,51	1,36	1,42
• Steinkohle-KW, Dampf			2,41	2,26	2,17	2,21
• Steinkohle-IGCC			2,16	2,05	2,00	2,03
Preise DLR 2005						
• Erdgas-KW, GuD			1,84	1,71	1,54	1,61
• Steinkohle-KW, Dampf			2,48	2,41	2,26	2,28
• Steinkohle-IGCC			2,22	2,13	2,07	2,10
Preise DLR 2005 + CO₂						
• Erdgas-KW, GuD			1,42	1,05	0,68	0,59
• Steinkohle-KW, Dampf			1,64	1,15	0,57	0,32
• Steinkohle-IGCC			1,40	0,991	0,44	0,20

Tabelle 12-7:
Stromgestehungskosten (EUR-ct₂₀₀₀/kWh_{el}) von neuen CCS-Kraftwerken *ein-schließlich* Transport und Speicherung zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme für drei Preisszenarien und resultierende Mehrkosten gegenüber dem gleichen Kraftwerkstyp ohne CO₂-Rückhaltung

mit CO ₂ -Rückhaltung; mit Transport + Lagerung	Zeitpunkt Inbetriebnahme					
	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Preise EWI 2005						
• Erdgas-KW, GuD			58,2	51,5	45,8	47,8
• Steinkohle-KW, Dampf			42,0	39,8	38,8	39,5
• Steinkohle-IGCC			38,2	36,6	36,1	36,6
• Steinkohle-IGCC (bezogen auf Steinkohle-Dampf)			47,8	44,8	42,8	43,3
Preise DLR 2005						
• Erdgas-KW, GuD			63,7	58,3	51,9	54,2
• Steinkohle-KW, Dampf			43,2	42,5	40,4	40,7
• Steinkohle-IGCC			39,2	38,1	37,4	37,9
• Steinkohle-IGCC (bezogen auf Steinkohle-Dampf)			48,5	46,0	43,8	44,1
Preise DLR 2005 + CO₂						
CO₂-Aufschlag (EUR/t)						
		7,5	15,0	22,5	30,0	35,0
• Erdgas-KW, GuD		„restliche“	49,2	35,8	22,9	19,9
• Steinkohle-KW, Dampf		Vermeidungskosten	28,5	20,3	10,2	5,7
• Steinkohle-IGCC			24,7	16,3	7,9	3,6
• Steinkohle-IGCC (bezogen auf Steinkohle-Dampf)			34,0	24,0	14,5	10,0

Tabelle 12-8:
CO₂-Vermeidungskosten von CCS-Kraftwerken (*einschließlich* Transport und Speicherung) in EUR₂₀₀₀/t CO₂ für verschiedene Brennstoffpreisszenarien und Inbetriebnahmezeitpunkte

Tabelle 12-9: Verlauf der Stromkosten jeweiliger EE-Neuanlagen entsprechend des Szenarios NaturschutzPlus-neu (BMU 2005) mit vergleichbaren ökonomischen Eckdaten (Zinssatz 10 Prozent, Nutzungsdauer 20–25 Jahre)

Stromkosten erneuerbarer Energien (ct/kWh); Annuität 0,11 – 0,126 (10 % Zins, 20–25 Jahre) entsprechend Szenario Natplus-neu (BMU 2005, Neuanlagen)										
Neuanlagen:	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Wind – Offshore		10,10	6,50	5,00	4,85	4,70	4,60	4,50	4,40	4,30
Windenergie (Mix)	10,80	10,00	7,10	6,10	5,95	5,80	5,40	5,00	5,05	5,10
Wasserkraft (Mix)	5,50	6,10	6,60	7,10	7,10	7,10	7,25	7,40	7,50	7,70
Geothermie	42,00	22,00	15,40	10,20	9,60	9,20	8,80	8,40	7,90	7,50
Solarthermische Kraftwerke (Grenze)			14,00	9,00	8,40	7,60	7,20	6,70	6,50	6,30
Photovoltaik (Mix)	72,30	46,20	27,10	19,30	17,60	15,80	13,50	14,40	14,00	13,70
feste Biomasse	10,90	12,50	14,00	12,00	11,20	10,40	9,70	9,00	8,30	7,70
Biogase	11,90	10,90	9,70	8,10	7,80	7,50	7,20	6,90	6,65	6,40
typischer Mix	13,80	12,30	10,10	8,10	7,50	7,00	6,60	6,20	6,15	6,10

CO₂-armer Strom aus Gaskraftwerken kostet demnach in 2020 zwischen 5,2 und 6,4 ct/kWh und im Jahr 2040 zwischen 5,5 und 7,2 ct/kWh. Für CO₂-armen Strom aus Kohlekraftwerken ergeben sich in 2020 Kosten zwischen 5,9 und 6,9 ct/kWh und im Jahr 2040 zwischen 5,6 und 6,7 ct/kWh. Damit sind gasgefeuerte CCS-Kraftwerke in 2020 und bei niedrigen Brennstoffpreissteigerungen („EWI 2005“) auch noch in 2040 kostengünstiger als kohlegefeuerte Kraftwerke. Bei höheren Preissteigerungen („DLR 2005“) werden jedoch die kohlegefeuerten CCS-Kraftwerke nach 2020 kostengünstiger. Die resultierenden Mehrkosten der CO₂-Rückhaltung gegenüber dem gleichen Kraftwerkstyp ohne CCS sind weniger stark von den Preisszenarien abhängig. Sie liegen im Jahr 2020 zwischen 1,7 und 2,5 ct/kWh und sinken bis 2040 auf Werte zwischen 1,4 und 2,3 ct/kWh.

In der Preisvariante „DLR 2005 + CO₂“ verteuern sich die Stromkosten von CCS-Kraftwerken nur geringfügig im Gegensatz zu denjenigen ohne Rückhaltung von CO₂. Die verbleibenden Mehrkosten von 0,2–0,6 ct/kWh in 2050 zeigen, dass CCS-Kraftwerke bei den dann unterstellten CO₂-Aufschlägen von 35 EUR/t schon nahezu mit konventionellen Kraftwerken konkurrenzfähig sind. Die vollständigen CO₂-Vermeidungskosten von CCS-Kraftwerken einschließlich der Aufwendungen für Transport und Speicherung des CO₂ können Tabelle 12-8 entnommen werden. Gegenüber denjenigen ohne diese Aufwendungen (vgl. Abbildung 12-5) sind sie um 10–13 EUR/t höher und liegen in 2020 um 40–45 EUR/t für Kohlekraftwerke und um 60 EUR/t für Erdgas-GuD-Kraftwerke.

Die aktuellen Werte aus (IPCC 2005a) erlauben eine Einordnung dieser Ergebnisse. Dort sind im Falle der geologischen Speicherung von CO₂ für die CO₂-Vermeidungskosten folgende Werte angegeben (Tabelle S4; Bezug auf das Referenzkraftwerk gleichen Typs): SK-Dampf-Kraftwerk zwischen 31 und 73 EUR₂₀₀₀/t CO₂;

SK-IGCC zwischen 21 und 73 EUR₂₀₀₀/t CO₂ und Erdgas-GuD zwischen 41 und 94 EUR₂₀₀₀/t CO₂. Die in dieser Untersuchung ermittelten Kosten liegen also nahe an den Mittelwerten der IPCC-Untersuchungen, was die Eignung der hier definierten CCS-Kraftwerke als Referenzanlagen bestätigt.

12.1.5 Kostenvergleich mit Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien

Auf der Basis der oben ermittelten Kosten kann ein Vergleich mit Anlagen auf der Basis erneuerbarer Energien (EE) durchgeführt werden. Deren zukünftige Stromkosten sind in Tabelle 12-9 (BMU 2005) dargestellt (Zinssatz 10 Prozent/a). Der sich einstellende Kostenverlauf eines repräsentativen Mixes an EE-Neuanlagen im Szenario „NaturschutzPlus – neu“ ergibt im Jahr 2020 ausgehend vom heutigen Mittelwert von 13,8 ct/kWh Kosten von 8,1 ct/kWh mit Kostenbandbreiten zwischen 5,0 ct/kWh (Wind-Offshore) und 19,3 ct/kWh (Photovoltaik). Im Gegensatz zu fossil befeuerten Anlagen, die Brennstoffpreissteigerungen unterliegen, kann bei EE-Anlagen über die gesamte Nutzungsdauer von konstanten Kosten ausgegangen werden. Bis 2050 sinken die Stromkosten von Neuanlagen auf rund 6,1 ct/kWh (bei einem Zinssatz von 6 Prozent/a, wie er in (BMU 2005) zugrunde gelegt wurde, liegen die Kosten bei 5,2 ct/kWh).³

Die dem Kostenverlauf zugrunde gelegten Lernkurven sind in (BMU 2005) dokumentiert. Die so ermittelte Kostenentwicklung geht von einer über den gesamten

³ Der Zinssatz ist ein wichtiger Parameter beim Wirtschaftlichkeitsvergleich. Da die Kosten solarer Technologien fast ausschließlich aus Investitionskosten resultieren, reagieren sie sensitiver auf Veränderung der Zinssätze als brennstoffversorgte Technologien.

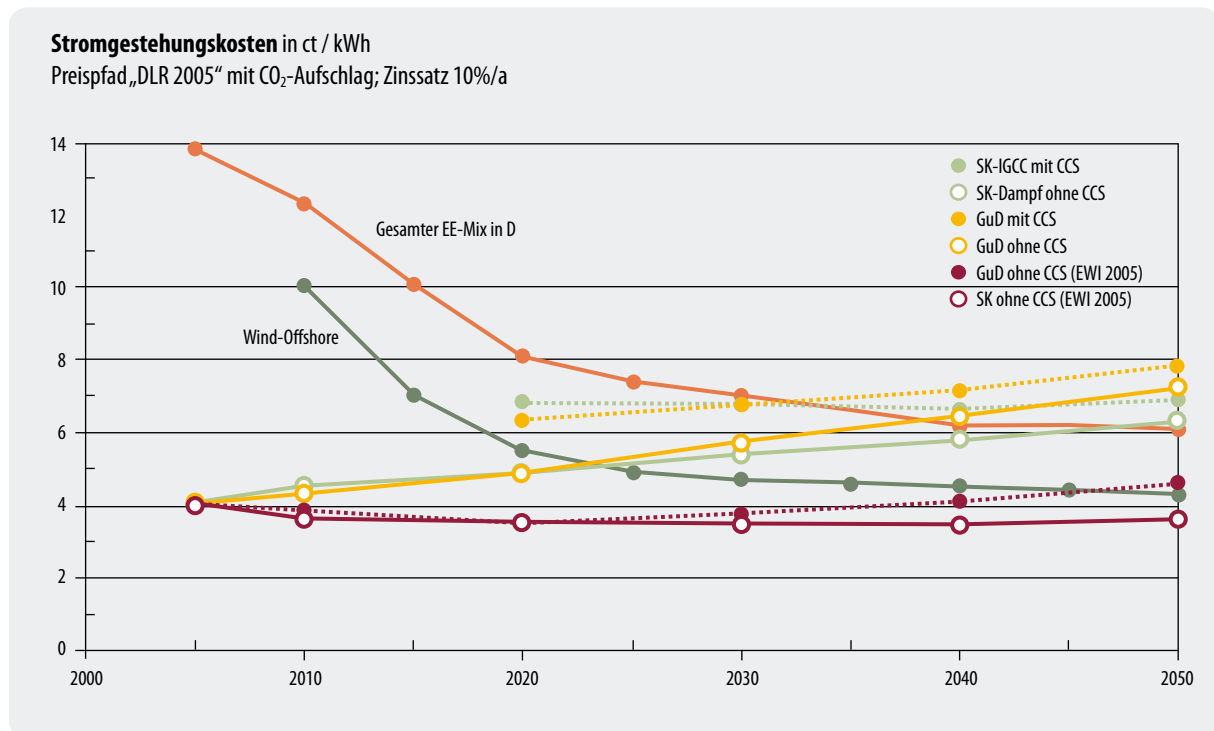


Abbildung 12-6: Verlauf der Stromgestehungskosten (Neuanlagen) erneuerbarer Energien, konventioneller Gas- und Steinkohlekraftwerke und CCS-Kraftwerken. Brennstoffpreise nach „DLR 2005+CO₂-Aufschlag“ und für konventionelle Kraftwerke zum Vergleich nach „EWI 2005“

Zeitraum aufrechtzuerhaltenden Zubaudynamik entsprechend des Szenarios „NaturschutzPlus-neu“ aus. In diesem Szenario für Deutschland beträgt der Beitrag der EE zur Stromversorgung im Jahr 2050 rund 64 Prozent, der dazu erforderliche Zubau an Anlagenleistung sichert die zum Lernerfolg erforderlichen Marktvolumina. Allerdings wird auch unterstellt, dass die dort für Deutschland dargestellte Wachstumsdynamik der EE sich in absehbarer Zeit auf zumindest europäische, besser noch auf globale Märkte überträgt.

Anhand der Abbildung 12-6 können die ökonomischen Perspektiven der beiden Optionen EE und CCS an einem repräsentativen Fall, nämlich der Energieversorgung Deutschlands, diskutiert werden. Am Verlauf der Stromgestehungskosten von fossil gefeuerten Kraftwerken ohne CCS gemäß dem Preisszenario „EWI 2005“ (gestrichelte Linien) zeigt sich generell die Notwendigkeit wirksamer Klimaschutzinstrumente.

Bleibt deren Wirkung aus und verharren zugleich die Brennstoffpreise auf einem niedrigen Niveau, wie dies mit dem Preisfad „EWI 2005“ unterstellt ist, so würde auf lange Sicht keine der beiden Optionen wirtschaftlich werden. Weitere technologische Verbesserungen bei konventionellen Kraftwerken kompensieren diese eher geringen Strompreisanstiege weitgehend. Stärkere Preisanstiege entsprechend des Preisfadens „DLR 2005“, insbesondere aber eine stetige Preisentwicklung bei CO₂-Emissionszertifikaten (hier bis 35 EUR/t CO₂ in 2050) verteuern die Stromgestehungskosten konventioneller Kraftwerke bis 2030 um 50 Prozent und bis 2050

um rund 65 Prozent auf dann 6,5 bis 7,0 ct/kWh. Damit erreichen sie ein Kostenniveau, das demjenigen wirksamer Optionen des Klimaschutzes gleichkommt. Der Preisanstieg, der sich nach 2050 natürlich weiter fortsetzen dürfte, erfolgt für Steinkohle- und Ergaskraftwerke relativ gleichartig. Während für erstere vor allem der stetig steigende CO₂-Aufschlag maßgebend ist, wirkt sich bei Gaskraftwerken insbesondere der Anstieg des Erdgaspreises aus.

Eine wirksame Reduktion von CO₂-Emissionen bei fossil gefeuerten Kraftwerken verlangt bzw. bewirkt ein Niveau der Stromgestehungskosten frei Kraftwerk zwischen 7 und 8 ct/kWh, wenn, wie hier angenommen, bis 2020 marktfähige CCS-Kraftwerke einsatzbereit sind und diese sich über die nächsten Jahrzehnte weiter entwickeln. Längerfristig sind dann insbesondere Kohlekraftwerke ökonomisch interessant. Erneuerbare Energien, die heute noch mittlere Stromgestehungskosten um 12 bis 13 ct/kWh (bei Zinssätzen von 10 Prozent/a) haben, können bis 2020 ebenfalls dieses Kostenniveau erreichen, wenn ihre weitere Markteinführung mit ähnlicher Geschwindigkeit wie bisher erfolgt. Seit etwa 1990 folgte ihre Kostenreduktion Lernkurven, deren Lernraten zwischen 15 und 20 Prozent lagen. Diese werden sich im Laufe der Zeit verringern, werden aber dennoch ausreichen, ihr Kostenniveau bei breiter Markteinführung gemäß den Szenarien NaturschutzPlus nach (BMU 2004) auf Werte um 6 ct/kWh zu senken. Bleibt, wie in dieser Szenarienkonstellation unterstellt, die Ausbaudynamik von erneuerbaren Energien im Stromsektor hoch, so können sie bereits

zum Zeitpunkt der Inbetriebnahmen von CCS-Kraftwerken mit diesen konkurrieren und werden danach ihren Wettbewerbsvorsprung sogar weiter vergrößern. Bei sehr geringen Brennstoffpreissteigerungen stellt sich die Situation für CCS-Anlagen etwas günstiger dar (vgl. die um etwa 0,5 ct/kWh günstigeren Stromgestehungskosten von CCS-Anlagen entsprechen Preiszenario „EWI 2005“ in Tabelle 12-7). Für eine frühe Konkurrenzfähigkeit müssen dann aber bereits im Jahr 2020 merklich höhere CO₂-Zertifikatspreise, nämlich mindestens 40–50 EUR/t wirksam sein.

Die obigen Berechnungen basieren auf einem Zinssatz von 10 Prozent/a. Berechnet man alle Daten mit einem Zinssatz von 6 Prozent/a, so schneiden die kapitalintensiveren EE-Technologien noch günstiger ab. Die Kostenschnittpunkte von EE- und CCS-Kraftwerken liegen dann bereits in 2025 (gesamter Mix EE). Wind-Offshore-Anlagen wären bereits im Jahr 2020 deutlich kostengünstiger als CCS-Kraftwerke.

12.2 Kosten der Wasserstoffbereitstellung aus fossilen Quellen mit Rückhaltung von CO₂

12.2.1 Wasserstoffherstellung mit CO₂-Abtrennung

Entsprechend der Ausführungen in Abschnitt 12.1.1 werden hier Kostenvergleiche für die Bereitstellung von Wasserstoff aus Erdgas (Dampfreformierung) und Steinkohle (Kohlevergasung) mit identischen ökonomischen Eckdaten und einheitlichen Brennstoffpreisen durchgeführt. Die entsprechenden Ausgangsdaten sind in Tabelle 12-10 zusammengestellt. Wie beim Strom wird hier ebenfalls auf Daten aus (IEA 2003) und (Williams 2002) zurückgegriffen. Zusätzlich wurden Angaben von NREL (Padro und Putsche 1999) und der ETH Zürich (Fahrni 2002) ausgewertet. Die DLR-Referenzdaten stammen vorwiegend aus dem EU-Forschungsvorhaben CASCADE MINTS (Krewitt und Schmid 2004), in dem das DLR u.a. die Technologiedatenbasis für Wasserstoff-Produktionstechnologien erarbeitet hat. Die Eckdaten sind identisch mit denjenigen für die Stromerzeugung (vgl. auch Tabelle 12-11 hinsichtlich der Brennstoffpreise). Mit 8 000 h/a wurde jedoch die Referenz-Ausnutzungsdauer höher als für die Stromerzeugung angesetzt. Alle wasserstoffbezogenen Angaben sind auf den oberen Heizwert (HHV⁴) bezogen. Bezogen auf den unteren Heizwert von Wasserstoff sind die Nutzungsgrade um den Faktor 1,18 niedriger, die Investitions- und Gestehungskosten von Wasserstoff entsprechend um diesen Faktor höher.

In Tabelle 12-11 sind die verfügbaren Kenndaten für Anlagen zur Wasserstoffherzeugung aus Erdgas (Dampf-

Tabelle 12-10: Eckdaten für die Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten aus fossilen Quellen

		IEA (2003)	Williams (2002)	NREL ¹⁾ (1999)	Referenz ²⁾ DLR (2004)
Zinssatz	%/a	10	12	10	10
Abschreibungs- dauer	a	30	15	20	25
Annuität	%/a	10,6	15,0	11,8	11,0
Ausnutzungsdauer	h/a	8 200	7 000	7 900	8 000
Ungefäher Einfluss auf die Stromgestehungs- kosten		0,95	1,15	1,04	1,00
Brennstoffpreise					
Erdgas	€/GJ	3,20	3,93	3,00	4,04 – 5,73 *)
Steinkohle	€/GJ	1,60	1,24	2,00	1,82 – 2,32 *)

*) Bandbreite Energiepreispafe im Jahr 2020 (ohne CO₂-Aufschlag)
1) Quelle: Padro und Putsche (1999) 2) Quelle: Krewitt und Schmid (2004)

reformierung), Steinkohle (Kohlevergasung) und Strom (Elektrolyse) ohne CO₂-Rückhaltung mit Inbetriebnahme im Jahr 2020 zusammengestellt. Dabei handelt es sich um Großanlagen mit mehreren 100 MW Wasserstoffproduktionsleistung. Lediglich die nachrichtlich hinzu gefügten Angaben aus (Fahrni 2002) beziehen sich auf den heutigen Status.

Für die bereits heute in großem Umfang genutzte *Dampfreformierung von Erdgas* sind die Daten vergleichsweise einheitlich. Demnach ist Wasserstoff bei Erdgaskosten von 5,7 EUR/GJ (2020, Preispafe „DLR 2005“) zu Kosten um 8,5 EUR/GJ bereitstellbar. Heutige Gestehungskosten liegen bei 6,5 EUR/GJ (Gaspreis 4,3 EUR/GJ). Bei der *Kohlevergasung* sind die Daten uneinheitlicher. Den sehr günstigen Angaben von (Williams 2002) und (IEA 2003) (hier nur Anlagen mit CO₂-Rückhaltung) stehen deutlich höhere Angaben in (Padro und Putsche 1999) und (Fahrni 2002) gegenüber. Das bezieht sich sowohl auf die Investitions- als auch auf die Betriebskosten, wobei diese aus (Fahrni 2002) nur indirekt entnommen werden können. Die aus (Krewitt und Schmid 2004) entnommene Referenz liegt etwa in der Mitte dieser Angaben und kann daher aus derzeitiger Sicht als relativ repräsentativ angenommen werden. Wasserstoff aus Steinkohle ist damit im Jahr 2020 für ca. 9,5 EUR/GJ bereitstellbar (Kohlepreis = 2,3 EUR/GJ; Preispafe „DLR 2005“); mit heutigen Kohlepreisen (1,8 EUR/GJ) würden sich die Gestehungskosten auf 8,5 EUR/GJ belaufen. Für Wasserstoff aus Steinkohle ist wegen der höheren Kapitalaufwendungen die Abhängigkeit vom Brennstoffpreis deutlich geringer als für Wasserstoff aus Erdgas.

4 LHV = low heating value (unterer Heizwert, H_u = 3,00 kWh/Nm³); HHV = high heating value (oberer Heizwert, H_o = 3,55 kWh/Nm³)

		IEA (2003)	Williams (2002)	NREL ¹⁾ (1999)	ETH Zürich ²⁾ (2002) ^{***)}	Referenz ³⁾ DLR (2004)
Erdgas-Dampfreformierung						
Leistung	MW _{H₂}		810	960	1 100	350
Nutzungsgrad	%		81	87 ^{*)}	90	87
Investition	€/kW _{H₂}		251	377		325
Betrieb, Wartung	% Inv./a		5	5		5
H ₂ -Kosten 2020	€/GJ				5,3–6,5	
• EWI 2005			6,45	6,76		6,47
• DLR 2005			8,47	8,68		8,39
• DLR 2005 + CO ₂						9,13
Kohlevergasung						
Leistung	MW _{H₂}		560	600	1 100	560
Nutzungsgrad	%		70,3	70 ^{*)}	68–74	70
Investition	€/kW _{H₂}		620	897		755
Betrieb, Wartung	% Inv./a		5 ^{**)}	7 ^{**)}		7 ^{**)}
H ₂ -Kosten 2020	€/GJ				13,2–16,3	
• EWI 2005			7,09	9,27		8,38
• DLR 2005			8,16	10,34		9,45
• DLR 2005 + CO ₂						12,15
Elektrolyse						
Leistung	MW _{H₂}	k.A.	500		> 100	500
Nutzungsgrad	%	85	80		76 – 88	91
Investition	€/kW _{H₂} €/kW _{el}	420 355	425 340			396 360
Betrieb, Wartung	% Inv./a	3	3			2
H ₂ -Kosten 2020 bei Stromkosten 4 ct/kWh	€/GJ	15,10	15,97		14 – 16,5	14,01
^{*)} von Referenz DLR übernommen ^{**)} zusätzlich noch variable Betriebskosten ^{***)} Angaben für heutige Technologie; Umrechnung auf DLR-Eckdaten nur näherungsweise möglich 1) Quelle: Padro und Putsche (1999) 2) Quelle: Fahrni (2002) 3) Quelle: Krewitt und Schmid (2004)						

Tabelle 12-11:
Eckdaten für die Wasserstoff-
erzeugung

Die Bezugstechnologie für die *Elektrolyse* ist die alkalische Mittel- bzw. Hochdruckelektrolyse in einer für das Jahr 2020 bereitstellbaren Form. Während die Kostangaben der benutzten Quellen kaum Unterschiede aufweisen, gibt es beim möglichen Nutzungsgrad noch deutliche Einschätzungsunterschiede. Da aber bereits heutige Elektrolyseure Nutzungsgrade von 65–70 Prozent (LHV) bzw. 77–84 Prozent (HHV) aufweisen (vgl. Fahrni 2002), wurde für die Referenztechnologie ein zukünftiger Nutzungsgrad von 77 Prozent (LHV) bzw. 91 Prozent (HHV) entsprechend (Krewitt und Schmid 2004) angesetzt. Bei Stromkosten von 4 ct/kWh_{el} sind damit bei einer Ausnutzungsdauer von 8 000 h/a (z.B. mit Strom aus Wasserkraft) Wasserstoffkosten von 14 EUR/GJ (bzw. 5,04 ct/kWh_{th}) erreichbar.

In Tabelle 12-12 sind in gleicher Weise die Daten für die Wasserstoffherzeugung aus Erdgas und Kohle *mit Rückhaltung* von CO₂ gegenübergestellt. Alle Daten unterstellen ebenfalls wie im Falle der Stromerzeugung im Jahr 2020 einsetzbare Großanlagen, die bereits einen gewissen Lernprozess durchlaufen haben. Pilotanlagen, deren Kosten höher lägen, müssen demnach bereits um 2010 zur Verfügung stehen, um die entsprechenden Erfahrungen zeitgerecht umsetzen zu können. Die Wasserstoffkosten aus einer CO₂-armen Erzeugung können demnach in 2020 bei der Erdgasreformierung zwischen 7 und 8 EUR/GJ liegen bei einem Erdgaspreis von 4,1 EUR/GJ („EWI 2005“) und zwischen 9 und 11 EUR/GJ bei einem Erdgaspreis von 5,7 EUR/GJ („DLR 2005“). Da fixe und variable Betriebskosten sehr unterschiedlich eingeschätzt werden, unterschei-

Tabelle 12-12:
Kenndaten von Wasserstoff-
erzeugungsanlagen auf
fossiler Basis im Jahr 2020
und deren Gesteungskosten
auf der Basis der DLR-
Eckdaten (mit Rückhaltung
von CO₂, ohne Transport und
Endlagerung); Bezugswert ist
der obere Heizwert (HHV =
3,55 kWh/Nm³)

		IEA (2003)	Williams (2002)	NREL ¹⁾ (1999)	Referenz ²⁾ DLR (2004)
Erdgas-Dampfreformierung					
Leistung	MW _{H₂}	k.A.	780	k.A.	335
Nutzungsgrad	%	79	78	k.A.	80
Investition	€/kW _{H₂}	260	460	660	540
Betrieb, Wartung	% Inv./a	2,5 ¹⁾	5	5	5
H ₂ -Kosten 2020	€/GJ				
• EWI 2005		6,36	7,76	8,81	8,08
• DLR 2005		8,47	9,90	10,92	10,16
Kohlevergasung					
Leistung	MW _{H₂}	k.A.	540	k.A.	520
Nutzungsgrad	%	75	67,7	k.A.	65
Investition	€/kW _{H₂}	880	770	1 220	965
Betrieb, Wartung	% Inv./a	5 ¹⁾	5	6 ¹⁾	6¹⁾
H ₂ -Kosten 2020	€/GJ				
• EWI 2005		8,59	7,20	13,47	9,92
• DLR 2005		9,45	7,78	14,34	10,63
1) Quelle: Padro und Putsche (1999) 2) Quelle: Krewitt und Schmid (2004)					

det sich auch die Abhängigkeit der Wasserstoffkosten vom Erdgaspreis in den einzelnen Quellen. Für CO₂-armen Wasserstoff aus Kohle ist die Einschätzungsbandsbreite mit 8–11 EUR/GJ (Kohlepreis 1,8 EUR/GJ; „EWI 2005“) bzw. 9–12 EUR/GJ (Kohlepreis 2,3 EUR/GJ; „DLR 2005“) relativ groß. Die gewählte Referenz nach (Krewitt und Schmid 2004) liegt auch hier etwa in der Mitte dieser Bandsbreite.

Insgesamt ist die Bandbreite der resultierenden Kosten deutlich größer als für konventionelle Anlagen ohne CO₂-Rückhaltung. Während (IEA 2003) und (Williams 2002) von relativ günstigen Verhältnissen für zukünftige Anlagen ausgehen, stuft NREL die Kosten deutlich höher ein. Dies ist auch aus den Mehrkosten entsprechend ersichtlich. Die weitgehende Rückhaltung von CO₂ verteuert Wasserstoff um rund 1,5 bis 2 EUR/

Tabelle 12-13:
Differenz der Kenndaten
von Wasserstoffherzeugung-
anlagen mit und ohne
CO₂-Rückhaltung (ohne
Transport und Endlagerung
des CO₂)

		IEA (2003)	Williams (2002)	NREL ¹⁾ (1999)	Referenz ²⁾ DLR (2004)
Erdgas-Dampfreformierung					
Nutzungsgrad	%		-3,0	(-7,0)	-7,0
Investition	€/kW _{H₂}		+210	+283	+215
H ₂ -Kosten 2020	€/GJ				
• EWI 2005		Keine Angaben zu Anlagen ohne CO ₂ -Abtrennung	+1,31	+2,05	+1,61
• DLR 2005			+1,43	+2,24	+1,76
• DLR 2005 + CO ₂					+1,03
Kohlevergasung					
Nutzungsgrad	%		-2,6	(-5,0)	-5,0
Investition	€/kW _{H₂}		+150	+323	+210
H ₂ -Kosten 2020	€/GJ				
• EWI 2005		Keine Angaben zu Anlagen ohne CO ₂ -Abtrennung	+0,94	+1,80	+1,51
• DLR 2005			+0,96	+1,85	+1,57
• DLR 2005 + CO ₂					-1,13
1) Quelle: Padro und Putsche (1999) 2) Krewitt und Schmid (2004)					

Tabelle 12-14: Wasserstoffkosten der Referenzanlagen (Inbetriebnahme 2020) als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung; Anlagen ohne CO₂-Rückhaltung

Ohne CO ₂ -Rückhaltung	2005	2020	2030	2040	2050
	€/G _{HHV}	€/G _{HHV}	€/G _{HHV}	€/G _{HHV}	€/G _{HHV}
EWI 2005					
Erdgas-Dampfreformierung	6,5	6,47	6,92	7,72	8,68
Kohlevergasung	8,5	8,38	8,61	9,06	9,28
DLR 2005					
Erdgas-Dampfreformierung	6,5	8,39	9,48	10,63	11,87
Kohlevergasung	8,5	9,45	9,79	10,24	10,80
DLR 2005 + CO₂					
Erdgas-Dampfreformierung	6,5	9,13	10,76	12,71	14,21
Kohlevergasung	8,5	12,15	13,95	15,75	17,21

GJ, also um etwa 20 bis 25 Prozent gegenüber Anlagen ohne CO₂-Rückhaltung, wobei zwischen Anlagen auf Gasbasis und Kohlebasis keine grundsätzlichen Unterschiede bestehen. Wird gegen Anlagen ohne CO₂-Rückhaltung beim Preispfad „DLR 2005 + CO₂“ verglichen (also zukünftige CO₂-Aufschläge berücksichtigt), so sind im Fall der Erdgasreformierung Anlagen ohne Rückhaltung immer noch kostengünstiger (Zeile „DLR 2005 + CO₂“ in Tabelle 12-13). Wasserstoff aus der Kohlevergasung wäre in diesem Fall mit CO₂-Rückhaltung kostengünstiger, da der CO₂-Aufschlag sich bei der konventionellen Anlage hier wesentlich stärker

bemerkbar macht (dabei wurden die sich auch bei CCS-Wasserstoff ergebenden Mehrkosten aus CO₂-Preisen infolge der noch vorhandenen Restemissionen an CO₂ vernachlässigt).

Für die längerfristige Perspektive muss wie bei der Stromerzeugung auch hier der Preisanstieg der fossilen Brennstoffe berücksichtigt werden (Tabelle 12-14 und Abbildung 12-7 ohne CO₂-Rückhaltung). Anlagen auf Erdgasbasis sind derzeit und in mittlerer Zukunft kostengünstiger als Anlagen auf Kohlebasis. Für die Dampfreformierung ist jedoch die deutliche Abhängigkeit von steigenden Erdgaspreisen erkennbar, insbesondere wenn der Preispfad „DLR 2005“ als die aus heutiger Sicht wahrscheinlichere Entwicklung zu Grunde gelegt wird. Nur wenn fossile Brennstoffe mit den Kosten ihrer CO₂-Emissionen belastet werden (Preispfad „DLR 2005 + CO₂“), bleibt die Dampfreformierung auch auf längere Sicht die preisgünstigere Herstellungsform. Geht man von einer Preisentwicklung im Bereich des Preispfads „DLR 2005“ aus, verteuern sich die heutigen Wasserstoffkosten um rund den Faktor zwei.

Bei den entsprechenden Werten für Anlagen mit CO₂-Rückhaltung (Tabelle 12-15) rücken die Optionen Erdgas und Kohle enger zusammen. Wegen höherer Kapitalkosten verringert sich auch der relative Einfluss der Brennstoffkosten. Unter der Annahme, dass in 2020 entsprechende Großanlagen kommerziell zur Verfügung stehen, könnte dann CO₂-armer Wasserstoff aus fossilen Quellen mit Kosten zwischen 8,1 und 11 EUR/GJ bereitgestellt werden. Bis 2050 würden sich diese Kosten (bei Anlagen mit Inbetriebnahme 2020) auf rund 10,5 bis 14 EUR/GJ erhöhen. Wasserstoff aus Kohle wäre bei einer Preisentwicklung entsprechend „DLR 2005“ dann mit Werten um 12,5 EUR/GJ deutlich kostengünstiger als Wasserstoff aus Erdgas.

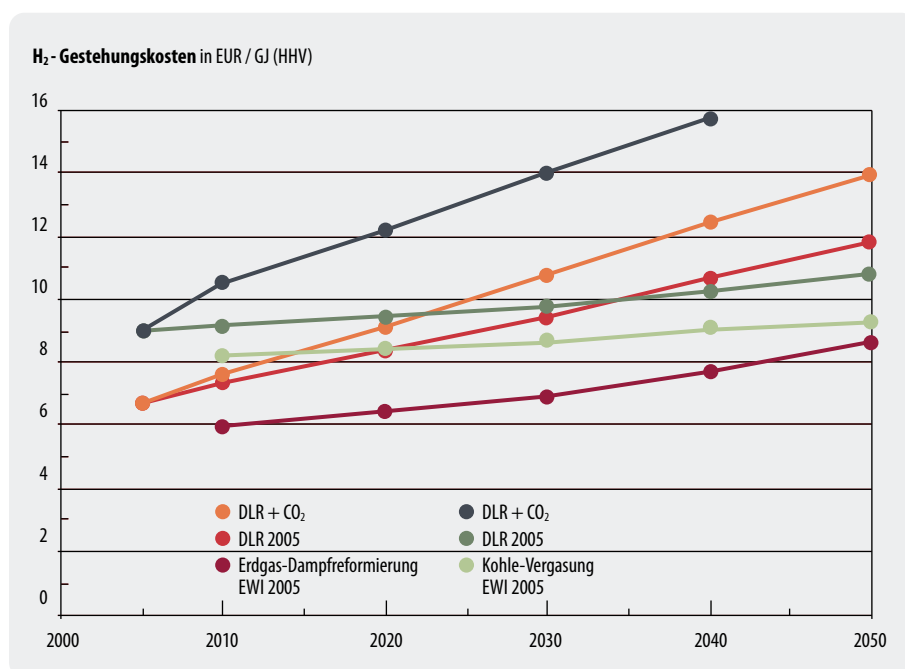


Abbildung 12-7: Abhängigkeit der Wasserstoff-Gestehungskosten von den Preisen für Erdgas und Kohle (drei Preisvarianten bis 2050) für Anlagen ohne Rückhaltung von CO₂

Tabelle 12-15: Wasserstoffkosten der Referenzanlagen (Inbetriebnahme 2020) als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung; Anlagen mit CO₂-Rückhaltung, ohne Transport und Endlagerung

Mit CO ₂ -Rückhaltung	2020	2030	2040	2050
	€/G _{HHV}	€/G _{HHV}	€/G _{HHV}	€/G _{HHV}
EWI 2005				
Erdgas-Dampfreformierung	8,08	8,57	9,43	10,48
Kohlevergasung	9,89	10,13	10,61	10,84
DLR 2005				
Erdgas-Dampfreformierung	10,16	11,35	12,60	13,95
Kohlevergasung	11,02	11,38	11,85	12,44

Tabelle 12-16: Wasserstoffkosten der Referenzanlagen (Inbetriebnahme 2020) als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung; Anlagen mit CO₂-Rückhaltung, mit Transport und Endlagerung

Mit CO ₂ -Rückhaltung mit Transport und Endlagerung	2020	2030	2040	2050
	€/G _{HHV}	€/G _{HHV}	€/G _{HHV}	€/G _{HHV}
EWI 2005				
Erdgas-Dampfreformierung	8,93	9,42	10,28	11,33
Kohlevergasung	11,59	11,83	12,31	12,54
DLR 2005				
Erdgas-Dampfreformierung	10,91	12,20	13,45	14,80
Kohlevergasung	12,72	13,08	13,55	14,14

12.2.2 Berücksichtigung der Kosten für Transport und Speicherung von CO₂

Kosten für Verdichtung, Transport und Endlagerung des zurückgehaltenen CO₂ sind in den bisherigen Kosten einer CCS-Wasserstoffherstellung noch nicht enthalten. In Anlehnung an die Angaben für den entsprechenden Aufwand bei Kraftwerken kann dafür von Kosten in einer Bandbreite zwischen 16 und 34 EUR/t CO₂ ausgegangen werden. Bei der Dampfreformierung fallen rund 0,05 t CO₂ je GJ Wasserstoff an, bei der Kohlevergasung sind es rund 0,1 t CO₂ je GJ. Davon werden jeweils rund 85 Prozent zurückgehalten. Demnach fallen bei mittleren Entsorgungskosten von 20 EUR/t CO₂ bei der Dampfreformierung Kosten von 0,85 EUR/GJ H₂ und bei der Kohlevergasung Kosten von 1,7 EUR/GJ H₂ zusätzlich an. Damit ergeben sich die gesamten Wasserstoffkosten bei der Dampfreformierung bzw. der Kohlevergasung frei Anlage entsprechend den Angaben in Tabelle 12-16.

12.2.3 Kostenvergleich mit Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen

Die entsprechenden Kosten können denjenigen der elektrolytischen Wasserstoffbereitstellung auf der Basis erneuerbarer Energien gegenüber gestellt werden. Zunächst ist dafür das Kostenkennfeld der Referenzelektrolyse (Abbildung 12-8) für einen Stromkostenbereich von 2,5 bis 8 ct/kWh_{el} und einer Ausnutzung zwischen 2 000 und 8 000 h/a dargestellt. Die entsprechend der Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien (vgl. Abschnitt 12.1.5) erzielbaren Wasserstoffkosten sind eingetragen.

Demnach kann um 2020 Wasserstoff aus Wind (z.B. Offshore mit 4 000 h/a) mit rund 19 EUR/GJ bereitgestellt werden. Nur wenn kostengünstige Wasserkraft (in größerem Umfang) zur Verfügung steht, können die Gestehungskosten bei 13–14 EUR/GJ liegen. Strom aus solarthermischen Kraftwerken würde zu die-

sem Zeitpunkt noch deutlich teureren Wasserstoff liefern. Als längerfristig erreichbare Grenzlinie kann die untere gestrichelte Gerade (Status 2040) betrachtet werden. Danach bleibt regenerativer Wasserstoff mit 15 EUR/GJ (Wind, 4 000 h/a) bis 20 EUR/GJ (Solarstrom, 6 000 h/a) immer ein relativ kostspieliger Energieträger. Dafür fallen bei seiner Bereitstellung im Gegensatz zum „CO₂-armen“ CCS-Wasserstoff, der immer noch mit 0,017 Mio. t CO₂/PJ Wasserstoff behaftet ist, praktisch keine CO₂-Emissionen mehr an. Auch Ressourcenprobleme sind nicht mehr vorhanden.

Auch „konventioneller“ Strom (aus Kernenergie oder CO₂-armen fossil gefeuerten Kraftwerken) kann zur elektrolytischen Erzeugung von CO₂-freien bzw. CO₂-armen Wasserstoff eingesetzt werden. Die resultierenden Wasserstoffgestehungskosten können ebenfalls untenstehender Grafik entnommen werden. Der Weg über „fossilen“ Strom ist dabei entsprechend der ermittelten Stromgestehungskosten (7–9 ct/kWh) deutlich teurer als derjenige der direkten Bereitstellung von Wasserstoff aus Kohle oder Erdgas und kann deshalb ausgeschlossen werden. Es bleibt die Option von Strom aus Kernkraftwerken. Folgt man den Angaben der IEA, so kann Strom aus neuen Kernkraftwerken mit Kosten um 3,0 bis 3,5 ct/kWh (Ausnutzung rund 8.000 h/a) bereitgestellt werden. Demnach wären Wasserstoffkosten um 12–14 EUR/GJ erreichbar, also vergleichbar denjenigen von Wasserstoff aus Wasserkraftstrom in untenstehender Abbildung. Mit Windstrom (4 ct/kWh, 4 000 h/a) vergleichbare Kosten würden erzielt, wenn Strom aus Kernkraftwerken zu etwa 5 ct/kWh (8 000 h/a) bewertet würde. Ob Kernenergie eine Option für die Wasserstoffbereitstellung sein kann, hängt also in erster Linie von der gesellschaftlich-politischen Bewertung (Stichwort: Risikobewertung, externe Kosten) der Stromerzeugung aus Kernenergie ab.

Dies zeigt schließlich auch ein Vergleich fossiler Erzeugungsoptionen mit regenerativen Erzeugungsoptionen. In Abbildung 12-9 ist die erdgas- bzw. steinkohlebasierte Wasserstoffbereitstellung (mit Kosten gemäß

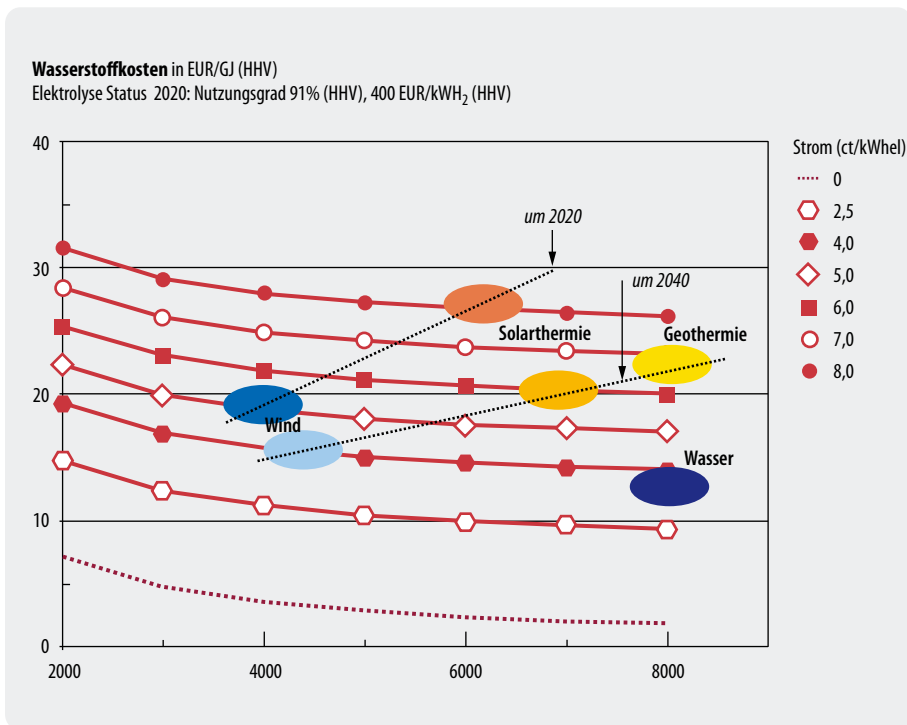


Abbildung 12-8: Kostenkennfeld der Referenzelektrolyse und ungefähre Wasserstoffkosten beim Einsatz von Strom aus Wind (3 500–4 500 h/a), solarthermischen Kraftwerken (6 000–7 000 h/a; Stromkosten frei Grenze), sowie von Geothermie und Wasserkraft (8 000 h/a) für Zeitpunkte um 2020 bzw. 2040

Tabelle 12-16) der elektrolytischen Wasserstoffbereitstellung auf Basis von Windenergie- bzw. Wasserkraftstrom gegenübergestellt. Wasserkraftstrom zur H₂-Produktion kann aber aus Ressourcengründen bestenfalls in Marktnischen zur Verfügung stehen. Große Potenziale an regenerativem Wasserstoff sind nur über Wind, langfristig insbesondere aber über solarthermisch erzeugten Strom bereitstellbar. Im Jahr 2020 dürfte der

günstige Wasserstoff aus regenerativem Strom (Wind) noch etwa um den Faktor zwei teurer sein. Gegenüber CO₂-armen Wasserstoff aus Erdgas kann sich die Kostenlücke längerfristig schließen, CO₂-armer Wasserstoff aus Kohle bleibt gemäß den hier vorgestellten Kostenannahmen auch auf längere Sicht kostengünstiger, da eine ungefähre Kostengleichheit Stromkosten aus erneuerbaren Quellen um 3–3,5 ct/kWh erfordern

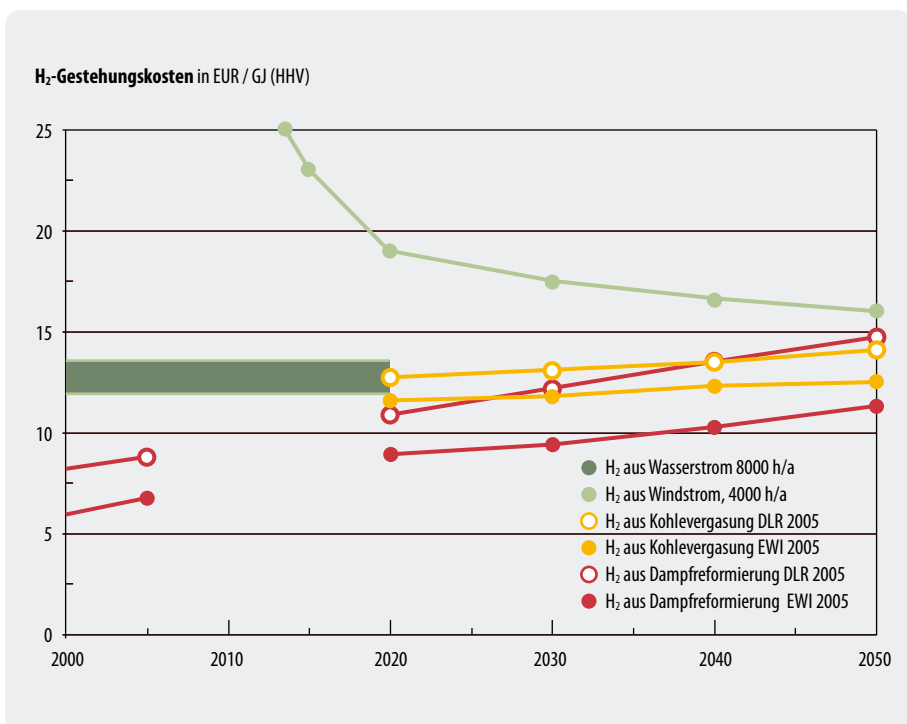


Abbildung 12-9: Kostenvergleich der Wasserstoffbereitstellung aus CO₂-armen Anlagen auf der Basis von Erdgas und Steinkohle (8 000 h/a) mit elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff aus Wind bzw. aus Wasserkraft (heutige Wasserstoffkosten sind fossile Anlagen ohne CO₂-Rückhaltung).

würde. Werden fossile Anlagen allerdings weniger als 8 000 h/a ausgenutzt, steigen die Wasserstoffgestehungskosten entsprechend.

Es ist darauf hinzuweisen, dass der Kostenvergleich noch nicht vollständig ist. Insbesondere fehlt noch ein Vergleich der infrastrukturellen Zusatzkosten. Bei Anlagen auf fossiler Basis handelt es sich um sehr große zentrale Anlagen, die eine voll ausgebaute Transport- und Verteilungsstruktur für Wasserstoff benötigen. Anlagen auf der Basis erneuerbarer Energien können hier Vorteile haben, jedoch können auch nicht vernachlässigbare Zusatzaufwendungen entstehen (z.B. Wind-Offshore). Auch die Option der Wasserstoffbereitstellung aus Biomasse ist hier nicht betrachtet. Aber auch hierbei muss von sehr begrenzten Potenzialen ausgegangen werden.

Insgesamt stellt sich ein Vergleich CO₂-armer bzw. CO₂-freier Optionen für Wasserstoff deutlich anders dar als für den Fall der Strombereitstellung. Bei letzterer ist nach vorliegenden Daten kein Kostenvorteil für die fossile Option zu erkennen (Kapitel 12.1), während sich bei der Wasserstoffbereitstellung eine für die fossile Option günstigere Konstellation ergibt. Zur vollständigen Beurteilung dieser Sachlage muss allerdings auch berücksichtigt werden, dass Strom ein eingeführter Energieträger ist und hier relativ kurzfristige Entscheidungen hinsichtlich des Ausbaus klimaschonender Technologien getroffen werden müssen. Wasserstoff als Energieträger wird dagegen in energiewirtschaftlich relevanter Menge nicht vor 2030, eher erst ab 2050 benötigt (UBA 2006) und kann somit auch erst dann zum Klimaschutz beitragen. Das dürfte für einen substantiellen Klimaschutz, wie er bis 2050 erforderlich ist, zu spät sein. Damit reduziert sich auch der potenzielle ökonomische Vorteil CO₂-armen Wasserstoffs aus fossilen Quellen und seine Bedeutung für den Klimaschutz deutlich. In der Szenarienanalyse des Kapitels 14 wird auf diese Problematik eingegangen.

Kapitel 13

Weitere energiewirtschaftliche Kriterien

Neben der rein ökonomischen Betrachtung der Strom- bzw. Wasserstoffbereitstellungskosten sind noch weitere energiewirtschaftliche Aspekte für die Umsetzung von CCS und der vergleichenden Einordnung relevant. Auf ausgewählte und im Kriterienraster (vgl. Kapitel 9) aufgeführte Faktoren wird nachfolgend eingegangen.

13.1 Gesellschaftliche Akzeptanz

Die gesellschaftliche Akzeptanz gegenüber Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien wurde in zahlreichen Umfragen und Untersuchungen erhoben. Es gibt zwar inzwischen mehrere hundert Bürgerinitiativen in Deutschland, die gegen die Nutzung der Windkraft eingestellt sind, auch bestehen teils Vorbehalte gegenüber der Nutzung von Biomasse. Trotzdem steht eine große Mehrheit der deutschen Bevölkerung der Nutzung regenerativer Energien positiv gegenüber. Ähnliche Analysen liegen für CCS in Deutschland bisher nicht vor. Es kann zudem festgehalten werden, dass das Wissen über CCS in der Bevölkerung bisher höchstens in Ansätzen vorhanden ist. Insofern trifft die Einführung von CCS nicht auf ein bereits vorgefertigtes und verfestigtes Meinungsbild. Spätestens mit der Umsetzung heute geplanter Großprojekte (z.B. Planungen der RWE Power AG zur Errichtung eines IGCC-Kraftwerks bis zum Jahr 2014) wird man an die Öffentlichkeit herantreten und sie detailliert informieren müssen. Entscheidend für eine Beeinflussung der öffentlichen Meinung für oder gegen CCS könnten dabei die generelle Argumentationsstrategie und die Wortwahl sein. Inwieweit sich durch beispielsweise simple Begriffswahl (hier seien die Begriffspaare „CO₂-frei“ versus „CO₂-arm“ sowie „CO₂-Speicherung“ versus „CO₂-Endlagerung“ angesprochen) die Akzeptanz steigern oder vermindern ließe, ist bisher nicht analysiert worden. Im Auftrag des BMWi wurde allerdings eine detaillierte Studie¹ abgeschlossen, die wertvolle Hinweise auf die gesellschaftliche Akzeptanz sowie die Bildung der öffentlichen Meinung zu CCS in Deutschland gibt (BMW_i 2007). Im Zeitverlauf könnten sich aber auch bei den regenerativen Energien neue Fragen stellen. Dies betrifft z.B. die Akzeptanz von Hochspannungsleitungen zur Übertragung von Regenerativ-Strom über mehrere tausend Kilometer Entfernung.

¹ Der Projekttitle der BMW_i-Studie lautet: „Sozioökonomische Begleitforschung zur gesellschaftlichen Akzeptanz von Carbon Capture and Storage (CCS) auf nationaler und internationaler Ebene“.

13.2 Übertragbarkeit von Technologien auf Entwicklungsländer

Zunehmend wird die Tauglichkeit von Technologielinien im Klimaregime auch am Kriterium der Übertragbarkeit auf Entwicklungsländer gemessen. Zwar verbrauchen bisher noch die Industrieländer am meisten Energie – und stoßen damit auch am meisten CO₂ aus. Jedoch wird erwartet, dass sich die Verhältnisse in den kommenden Dekaden umkehren und dann die Entwicklungsländer den größten Anteil am Energieverbrauch und an den CO₂-Emissionen einnehmen werden (IEA 2004). Insofern sind Technologien, die nur in reifen Energieinfrastrukturen von Industrieländern zur Anwendung kommen können, im Sinne einer globalen Emissionsminderungsstrategie zwangsläufig anderen Technologien unterlegen, die auch in Entwicklungsländern eingesetzt werden können. Der Komplexitätsgrad von Technologielinien bemisst sich nicht nur an der Beherrschbarkeit der Technologie selbst, sondern auch und gerade an der Integrationsfähigkeit in das vorhandene Energiesystem. Kriterien dafür sind:

- Beherrschbarkeit der Technologie im Kraftwerk
- Regelbarkeit der Technologie im Systemverbund

Bezüglich der Beherrschbarkeit im Kraftwerk sind Aspekte wie Ausbildungsstand der Techniker und Verfügbarkeit von Ersatzteilen relevant. Beides ist in zahlreichen Entwicklungsländern per se nicht verfügbar und stellt somit begrenzende Faktoren dar².

Stellen technische oder wirtschaftliche Gegebenheiten begrenzende Faktoren dar, müssen Technologien möglichst robust, d.h. wenig komplex gestaltet sein, um nicht selbst zu einem begrenzenden Faktor innerhalb des Gesamtsystems zu werden. Der Einsatz von Post-Combustion-Technologien, also eine Ergänzung zu konventionellen Kraftwerkstechnologien, bedeutet eine Steigerung des Komplexitätsgrads. In Entwicklungsländern wäre zu prüfen, ob diese Ergänzungen von ansässigen Technikern zuverlässig beherrscht werden können und ob die geringere Flexibilität eines solchen Systems mit den vorhandenen Energieinfrastrukturen in Einklang gebracht werden kann. Teilweise oder gänzlich neue Technologien wie IGCC und Oxyfuel stellen ggf. noch höhere Anforderungen an Ausbildung und Sachkenntnis wie Post-Combustion-Technologien.

² Gleichwohl muss betont werden, dass die Ausbildung im technischen Bereich in Entwicklungsländern in den vergangenen Jahren zum Teil große Fortschritte gemacht hat.

Demgegenüber stellt die Beherrschung von Windkraftanlagen im Offshore-Bereich bezüglich des nötigen Know-hows möglicherweise geringere Anforderungen an die Ausbildung von Fachpersonal, obwohl auch diese Turbinen High-Tech-Produkte sind und vor allem die Wartung sehr aufwendig ist. Problematisch erscheint der Aspekt, ob Offshore-Windparks mit den in Entwicklungsländern vorhandenen Netzinfrastrukturen kompatibel und dann auch beherrschbar sind. Gerade für die Kraftwerkseinsatz- und Netzplanung würden sich hier neue Herausforderungen stellen.

Solarthermische Kraftwerke sind mit herkömmlichen Turbinenkraftwerken zu vergleichen; im Unterschied dazu wird lediglich die Wärme für den Betrieb der Turbinen aus solarer Strahlung gewonnen. Insofern stellen solarthermische Kraftwerke keine grundlegend höheren Anforderungen an die Ausbildung von Fachpersonal als sie für den normalen Betrieb von konventionellen Kraftwerken gelten.

13.3 Technologieführerschaft und Exportchancen

Deutsche Unternehmen gehören bei sämtlichen REG-Technologien zu den führenden Akteuren im globalen Wettbewerb. Insofern erscheint die globale Einführung von REG-Technologien ein für die deutsche Exportwirtschaft positiver Ansatz zu sein. Die Windenergiebranche beschäftigt in Deutschland bereits über 60 000 Personen direkt und noch einmal etwa dieselbe Anzahl in Zulieferbetrieben. Schon heute sind die Exportanteile im Windkraftbereich hoch. Mit Erreichen der Marktsättigung hauptsächlich im Onshore-Bereich sind die Unternehmen mehr und mehr darauf angewiesen, Exportmärkte zu erschließen. Aus einer Verbindung von starker heimischer Wirtschaft (mit weltweiter Technologieführerschaft), dem globalen Vorantreiben des Klimaschutzes und Entwicklungszusammenarbeit im Energiebereich können wertvolle Synergien geschaffen und genutzt werden.

Im Bereich von CCS gehören deutsche Unternehmen und Forschungsinstitute ebenfalls zu wichtigen Akteuren. Sie teilen sich die Technologieführerschaft aber vor allem mit den USA, die zudem bedeutend mehr finanzielle Mittel für F&E bereitstellen. Es besteht daher die Möglichkeit, dass die Förderung von CCS in Entwicklungsländern letztendlich weniger deutschen, sondern US-amerikanischen Unternehmen zugute kommen könnte. Allerdings sind deutsche Unternehmen in der konventionellen Kraftwerkstechnik führend und verfügen über gute Beziehungen zu potenziellen Einsatzländern. In diesem Zusammenhang sollten die traditionell bestehenden guten Beziehungen und Kooperationen zwischen Deutschland und verschiedenen Weltregionen (nicht nur im Energiebereich) nicht unterschätzt werden. Hier sind z.B. Kooperationen zwischen Australien sowie einigen chinesischen Provinzen und dem Bundesland Nordrhein-Westfalen zu nennen.

Im gesamteuropäischen Kontext ist die EU-China-Initiative Clean Coal zu nennen.

13.4 Importabhängigkeit

Deutschland ist zu über 70 Prozent von Energieimporten abhängig: Die Importabhängigkeit bei Erdöl liegt bei etwa 97 Prozent, bei Erdgas bei ca. 80 Prozent, bei Kernbrennstoffen bei 100 Prozent und bei Steinkohle – nicht vorkommenbedingt, sondern aufgrund der hohen heimischen Förderkosten – bei über 50 Prozent. Nur Braunkohle kann inländisch in für die Stromproduktion ausreichenden Mengen gefördert werden. Aufgrund der abnehmenden inländischen Produktion wird die Importabhängigkeit in den kommenden Jahren deutlich zunehmen. Diese Tendenz ist bei allen Industrieländern zu beobachten, auch auf EU-Ebene nimmt die Importabhängigkeit zu. In Bezug auf CCS kommt dem besondere Bedeutung zu, da sich der Umwandlungswirkungsgrad mit der CO₂-Abtrennung signifikant verschlechtert. Dabei ist die Situation bei Erdgas grundsätzlich als problematischer einzustufen als bei Steinkohle.

Die Lieferantenstruktur bei Steinkohle ist geprägt von zwei Merkmalen:

- Die Zahl der Anbieter ist relativ groß,
- die Anbieterstaaten sind zumeist als politisch stabil zu bezeichnen.

Steinkohle ist außerdem noch in ausreichenden Mengen weltweit verfügbar, so dass davon ausgegangen werden kann, dass in den kommenden Dekaden keine strukturell bedingten Lieferengpässe auftreten werden. Eine Zunahme der Importabhängigkeit kann aus den genannten Gründen als ein primär marktwirtschaftliches Problem aufgefasst werden.

Die Anbieterstruktur, vor allem aber die Verteilung der wirtschaftlichen Ressourcen ist hingegen bei Erdgas weniger divers als bei Steinkohle. Die Hauptlieferanten für Deutschland sind Russland, Norwegen und die Niederlande (s. Abbildung 13-1). Aufgrund der langfristig zu planenden und kapitalintensiven Infrastrukturen herrschte in den vergangenen Jahrzehnten eine Art „natürliches Monopol“ verschiedener Anbieter sowie der zwischen Anbieter und Verbraucher geschalteten Unternehmen (z.B. Gasverteilungsunternehmen) vor. Die Kapitalintensität der Gasleitung – sie macht im Vergleich zu den Produktionskosten einen großen Anteil der Gesamtkosten aus – war es auch, die den Markteintritt weiter entfernt liegender Anbieter bisher verhinderte. So bezieht Deutschland z.B. aus der Region des Persischen Golfs derzeit kein Gas. Dies kann sich jedoch in den kommenden Jahren ändern, und zwar aus zwei Gründen:

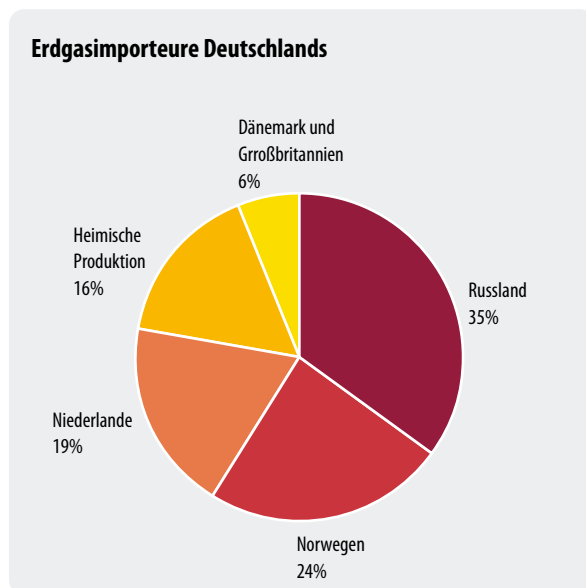


Abbildung 13-1: Erdgasimporteure Deutschlands
(Quelle: Ruhrgas 2005)

- die Gaspreise sind stark gestiegen, wodurch auch der Bau und der Betrieb von Pipelines über große Entfernungen rentabler werden,
- die Nutzung von verflüssigtem Erdgas (LNG) wird aufgrund hoher Abnehmerpreise konkurrenzfähig, wodurch Gas auch mit Schiffen transportiert und flexibel zu den Märkten gebracht werden kann.

Aufgrund des eingeschränkten Exportmarktes ist eine steigende Importabhängigkeit z.B. im Fall von Erdgas nicht nur ein wirtschaftliches, sondern zunehmend auch ein politisches Problem. Im Gegensatz dazu kann die Nutzung heimischer REG-Potenziale einen Beitrag zur Senkung der Importabhängigkeiten von fossilen Energieträgern leisten und somit durch Minderung der Abhängigkeiten zur Erhaltung politischer Handlungsspielräume beitragen.

Beim großmaßstäblichen Import von REG-Strom entstünden hingegen neue Abhängigkeiten aufgrund der leitungsgelassenen Struktur überregionaler Stromtransporte. Diese Leitungen würden im Fall der solarthermischen Stromerzeugung in Nordafrika durch mehrere Länder führen und könnten durch geringe Eingriffe (z.B. Terrorismus) gestört werden.

13.5 Sicherheitspolitische Implikationen

Eng verbunden mit dem Einfluss von Importabhängigkeiten auf politische Gestaltungsspielräume sind deren sicherheitspolitische Konsequenzen. Die internationale Dimension von Sicherheitspolitik wird entsprechend zunehmend wichtiger, je größer die Abhängigkeit von

politisch instabilen Staaten und die Anfälligkeit gegenüber Lieferunterbrechungen werden. Letzteres ist vorrangig dann der Fall, wenn sich Versorgungswege ausweiten und weniger geschützt werden können. Das aktuell erschienene Grünbuch der EU-Kommission „Security of energy supply“ thematisiert die sicherheitspolitische Bedeutung der Energieversorgung und unterbreitet erste mögliche Schritte einer umfassenden europäischen Antwort. Zu diesen gehört die Entwicklung einer kohärenten europäischen Energieaußenpolitik, auch mittels der Schaffung langfristiger Energiekooperationen mit Produzenten und Transitländern, die Entwicklung eines politischen Konzepts zur Sicherung und Diversifizierung der Energieversorgung und anderen Ansätzen (EU 2006).

Eine Steigerung des Erdgasimportbedarfs durch den Einstieg in die großmaßstäbliche Nutzung von CCS würde zu einer Verschärfung der sicherheitspolitischen Problemlagen führen.

Die Veränderung von Abhängigkeitsbeziehungen durch großmaßstäblichen REG-Strom-Import würde neue sicherheitspolitische Herausforderungen schaffen, da Abhängigkeiten von anderen Staaten entstünden (z.B. von den Transitländern).

13.6 Anfälligkeit und Komplexität des Anlagenverbundes

Generell nimmt die Störanfälligkeit technischer Systeme mit steigendem Komplexitätsgrad zu, da sich die Ausfallwahrscheinlichkeit eines Gesamtsystems aus dem Produkt der einzelnen Ausfallwahrscheinlichkeiten der Systemkomponenten errechnet. Für jede neu hinzugefügte Komponente steigt also die Ausfallwahrscheinlichkeit des Gesamtsystems. Auf CCS angewendet gilt dies insbesondere für die zusätzlichen Komponenten der Rauchgaswäsche (bei Post-Combustion), der (Kohle-)Vergasung (bei Pre-Combustion) sowie der Luftzerlegung (bei Oxyfuel), da hier an den konventionellen Kraftwerksprozess ein weiteres Kettenglied angehängt wird.

Eine für den kommerziellen Betrieb nicht ausreichende Verfügbarkeit war bisher ausschlaggebend, dass IGCC-Kraftwerke trotz höherer Wirkungsgrade keine stärkere Verbreitung erfahren haben. Beim Oxyfuel-Verfahren liegen diesbezüglich noch keinerlei Erfahrungen vor. Generell lässt sich jedoch festhalten, dass neu eingeführte und komplexere Technologien im Vergleich zu bewährten Technologien zunächst eine geringere Verfügbarkeit aufweisen, denn Erfahrungswerte für den Gesamtbetrieb liegen kaum vor, und neue Komponenten zeigen ihre Belastbarkeit oft erst unter Alltagsbedingungen und unterliegen fortwährenden Optimierungsanstrengungen.

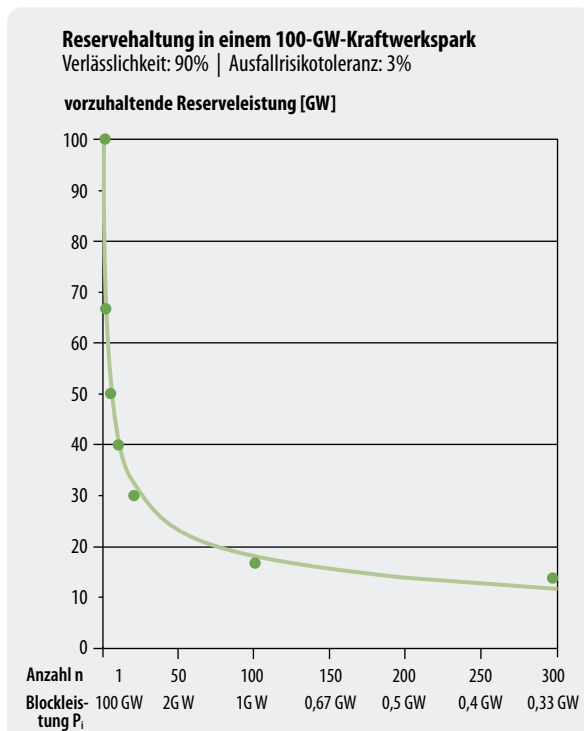


Abbildung 13-2 : Vorzuhaltende Reserveleistung als Funktion identisch großer Einzelblöcke P_i in einem virtuellen Kraftwerkspark mit 100 GW Leistung (Quelle: Schüwer 1997)

Hinsichtlich der Verfügbarkeit und damit auch Zuverlässigkeit der Anlagen ist aber nicht nur der Kraftwerksprozess selber relevant. Der Abtransport von CO_2 aus dem Kraftwerk und damit die Transportinfrastruktur führt zu einer weiteren Steigerung des Komplexitätsgrades. Fiele z.B. eine Pipeline aus, müsste entweder eine entsprechende Zwischenlagerkapazität vorgehalten oder aber CO_2 -Emissionszertifikate hinzugekauft werden. Erfahrungen aus anderen netzgebundenen Infrastrukturen (z.B. Erdgasleitung) zeigen allerdings, dass diesbezüglich das Risiko als vergleichsweise gering einzuschätzen ist.

Aus Kostengründen wäre ein großtechnischer Einstieg in einen CCS-Pfad nur für große Kraftwerkseinheiten sinnvoll. Dies würde zur Beibehaltung bzw. weiteren Verstärkung zentralisierter Strukturen führen und somit die Ausfallwahrscheinlichkeit und den Aufwand für die Reservehaltung weiter erhöhen. Der Grund dafür ist, dass bei gleicher Zuverlässigkeit der Einzelsysteme die Ausfallwahrscheinlichkeit des Gesamtsystems (und damit die vorzuhaltende Reserveleistung) von wenigen großen Systemen immer größer ist als die von vielen kleinen (s. dazu Abbildung 13-2). Zentralisiertere Strukturen würden daher tendenziell zu erhöhten Reservehaltungskosten – z.B. in Form von eigenen Reservekraftwerken oder vertraglich abgesicherter Reserveleistung – führen.

Die in den vergangenen Jahren in die Diskussion eingegangene Terrorismusargumentation (vor allem im Zusammenhang mit Kernkraftwerken) ist für den Fall von CO_2 -Pipelines vermutlich weniger relevant. Aufgrund der erforderlichen Großkraftwerksstruktur ist aber mit CCS zwangsläufig eine höhere Anfälligkeit bzw. geringere Flexibilität verbunden als dies bei dezentralen Systemen der Fall ist.

13.7 Nutzungskonflikte

Bei vielen Entscheidungen spielen die so genannten Opportunitätskosten eine wichtige Rolle, also die Antwort auf die Frage, was aufgegeben werden muss, um eine bestimmte Sache zu erhalten. Diese Opportunitätskosten spiegeln sich in den Nutzungskonflikten wider: wie soll mit bestimmten Ressourcen – Speicherplatz, Anbaufläche u.a. – umgegangen werden? Zwei Dimensionen kommen zum Tragen. Erstens die horizontale Dimension, die aktuelle Nutzungskonflikte und damit räumliche Konkurrenzen betrachtet. Zweitens die vertikale Dimension, die auf zukünftige Einschränkungen durch aktuelle Entscheidungen abhebt. Vor allem letztere Dimension ist schwer abzuschätzen, weil die Zukunft prinzipiell schwer vorhersehbar ist. Der heutige Mensch kann sich kein exaktes Bild davon machen, was zukünftige Generationen für erstrebens- oder erhaltenswert erachten werden.

Beispielsweise würde durch Speicherung von CO_2 in Salzkavernen die zukünftige Nutzung dieser Kavernen – als Salzlager oder Speicherorte für andere Produkte – nach menschlichen Zeitmaßstäben für immer ausgeschlossen. Ähnliches gilt möglicherweise für zukünftige geothermische Nutzungsformen zur Strom- und Wärmegewinnung bzw. zur Wärme- und Kältespeicherung, die mit der Nutzung von Aquiferen als CO_2 -Lagerstätte kollidieren könnten. Auf Nutzungskonflikte wurde bei der Diskussion der einzelnen Speicheroptionen bereits eingegangen (vgl. Kapitel 7).