Forschungsvorhaben im Auftrag des

Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und

Reaktorsicherheit (BMU)

RECCS

Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS)

Langtitel:

„Ökologische Einordnung und strukturell-ökonomischer Vergleich regenerativer Energietechnologien mit anderen Optionen zum Klimaschutz, speziell der Rückhaltung und Speicherung von Kohlendioxid bei der Nutzung fossiler Primärenergien“

Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH

DLR-Institut für Technische Thermodynamik

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung

Potsdam Institut für Klimafolgenforschung

Wuppertal, Stuttgart, Potsdam

30. Oktober 2006

Ansprechpartner

Dr.-Ing. Manfred Fischedick
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie
Postfach 10 04 80, 42004 Wuppertal
Tel. 0202 2492 -121 (MF) (-198 Fax)
E-Mail: manfred.fischedick@wupperinst.org

Bearbeitung von:

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH (WI):

Dr.-Ing. Manfred Fischedick (Projektkoordinator)

Dipl. Umweltwiss. Andrea Esken

Soz.-Wiss. Andreas Pastowski

Dipl.-Ing. Dietmar Schüwer

Dipl. Biol. MSc. Umwelttechnik Nikolaus Supersberger

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik (DLR):

Dr. Joachim Nitsch

Dr. Peter Viebahn

Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoffforschung (ZSW):

Dr. Andreas Bandi

Dr. Ulrich Zuberbühler

Potsdam Institut für Klimafolgenforschung (PIK):

Dr. Ottmar Edenhofer

Gliederungsübersicht

Zusammenfassende Thesen

Zusammenfassung

I. Einführung und Hintergründe

1. Ausgangssituation und Zielsetzung der Untersuchung
2. Terminologie
3. Treibende Kräfte und Haltung relevanter Gruppen zur CO_2-Abtrennung und Speicherung

II. Technologien und relevante Prozessketten

4. Übersicht über die CCS-Prozesskette
5. Verfahren der CO_2-Abtrennung bei der Stromerzeugung und Wasserstoffbereitstellung
6. CO_2-Transport
7. CO_2-Speicherung
8. Zentrale Aspekte der CO_2-Transportinfrastruktur

III. Vergleichende Analyse und Bewertung

9. Kriterien für eine vergleichend Bewertung von CCS
10. Ökobilanzen (LCA-Analyse) für ausgewählte CCS-Prozessketten
11. Sonstige Ökologische Faktoren
12. Entwicklung von Strom- und Wasserstoffgestehungskosten bei Anwendung von CCS
13. Sonstige energiewirtschaftliche Kriterien

IV. Systemanalytische Einordnung aus nationaler Sicht

14. Systemanalytische Bewertung von CCS im Rahmen von Szenarien

V. Globale Aspekte

15. Anforderung für die erfolgreiche internationale Umsetzung von CCS

Literatur

Anhang

Inhaltsverzeichnis

ZUSAMMENFASSENDE THESEN **1**

ZUSAMMENFASSUNG ..... **I**

HINTERGRUND UND EINFÜHRUNG I
TREIBENDE KRÄFTE UND HALTUNG RELEVANTER GRUPPEN ZUR CO_2-ABTRENNUNG UND -SPEICHERUNG II
VERFAHREN DER CO_2-ABTRENNUNG IV
VERFAHREN FÜR DEN CO_2-TRANSPORT VI
VERFAHREN UND POTENZIALE DER CO_2-SPEICHERUNG VIII
KRITERIEN FÜR EINE SYSTEMATISCHE BEWERTUNG DER CO_2-ABTRENNUNG UND SPEICHERUNG X
VERGLEICHENDE ÖKOBILANZEN XI
WEITERE ÖKOLOGISCHE BEWERTUNGSFAKTOREN VON CCS XIV
ÖKONOMISCHER VERGLEICH VON CCS UND REGENERATIVEN ENERGIETECHNOLOGIEN XV
DIE ROLLE VON CCS IM DEUTSCHEN ENERGIEVERSORGUNGSSYSTEM XVII
ANFORDERUNG FÜR DIE ERFOLGREICHE INTERNATIONALE UMSETUNG VON CCS XX

1 AUSGANGSSITUATION UND ZIELSETZUNG DER UNTERSUCHUNG **1**

2 TERMINOLOGIE **5**

3 TREIBENDE KRÄFTE UND HALTUNG RELEVANTER GRUPPEN ZUR CO_2-ABTRENNUNG UND SPEICHERUNG **7**

3.1 NICHT-REGIERUNGSORGANISATIONEN INTERNATIONAL UND IN DEUTSCHLAND 9
3.2 POLITISCHE PARTEIEN 12
3.3 MINISTERIEN UND SACHVERSTÄNDIGENRÄTE 12
3.3.1 BMWi *12*
3.3.2 BMU und Umweltbundesamt (UBA) *13*
3.3.3 Rat für nachhaltige Entwicklung der Bundesregierung *14*
3.3.4 WBGU *14*
3.3.5 Rat von Sachverständigen für Umweltfragen (SRU) *15*
3.3.6 Büro für Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages (TAB) *15*
3.4 INDUSTRIEVERBÄNDE UND UNTERNEHMEN 15

4 ÜBERSICHT ÜBER DIE CCS-PROZESSKETTE **17**

5 VERFAHREN DER CO_2-ABTRENNUNG BEI DER STROMERZEUGUNG UND WASSERSTOFFBEREITSTELLUNG **21**

5.1 ENTWICKLUNGSSTAND VON KRAFTWERKSKONZEPTEN MIT CO_2-ABTRENNUNG 21
5.1.1 Kurz- bis mittelfristige Optionen *22*
5.1.1.1 CO_2-Abtrennung *nach* der Verbrennung (Rauchgas-Dekarbonisierung / Post Combustion) 22
5.1.1.2 CO_2-Abtrennung *vor* der Verbrennung (Brenngas-Dekarbonisierung / Pre Combustion) 24
5.1.1.3 Oxyfuel-Verfahren (Sauerstofflösung) 28
5.1.1.4 Fazit zu den CO_2-Abtrenntechnologien (kurz- bis mittelfristige Optionen) 29
5.1.2 Langfristige Optionen *32*
5.1.2.1 CO_2-Abtrennung mit Brennstoffzellen 32
5.1.2.2 Das AZEP Konzept 33
5.1.2.3 Chemical Looping Combustion (CLC) Prozess 34
5.1.2.4 Neue hocheffiziente Kraftwerkskonzepte 35

5.1.3 Möglichkeiten und Grenzen der Nachrüstung einer CO_2-Abtrennung am Kraftwerk *36*
5.2 KONZEPTE FÜR EINEN EINSTIEG IN DIE GROßTECHNISCHE BEREITSTELLUNG VON H_2 38
5.2.1 Großtechnische H_2-Herstellung heute (Dampfreformierung von Erdgas) *38*
5.2.2 Möglichkeiten und Aufwand zur CO_2 Abtrennung (bei der H_2-Erzeugung) *38*
5.2.3 Wasserstoffherstellung aus der Feststoffvergasung *39*
5.2.4 CO_2 freie Konzepte zur H_2 Erzeugung *40*
5.3 LERNKURVEN UND MÖGLICHE KOSTENDEGRESSIONEN 40
5.4 RELEVANTE TECHNOLOGIEN FÜR DEUTSCHLAND 42

6 CO_2-TRANSPORT 45

6.1 TRANSPORT-PHASENZUSTAND UND ENERGIEAUFWAND FÜR VERDICHTUNG UND TRANSPORT 45
6.2 TRANSPORTOPTIONEN 48
6.2.1 Pipelinetransport *48*
6.2.2 Transport per Schiff *51*
6.2.3 Transport per Bahn und LKW *52*
6.3 TRANSPORTKOSTEN 53

7 CO_2-SPEICHERUNG 61

7.1 ÜBERSICHT DER VERFAHREN 61
7.2 RELEVANTE SPEICHEROPTIONEN UND DEREN POTENZIALE 64
7.3 BEWERTUNG DER SPEICHEROPTIONEN IN DEUTSCHLAND 72

8 ZENTRALE ASPEKTE DER CO_2-TRANSPORTINFRASTRUKTUR 79

8.1 WECHSELBEZIEHUNG ZWISCHEN ENERGIEVERBRAUCH UND GÜTERVERKEHR 81
8.2 DETERMINANTEN ZUSÄTZLICHER GÜTERTRANSPORTE BEI CCS 82
8.3 TECHNISCHE BEDINGUNGEN DES TRANSPORTES UND MASSENLEISTUNGSFÄHIGKEIT 84
8.4 NETZBILDUNGSFÄHIGKEIT DER VERKEHRSTRÄGER 87
8.5 TRANSPORT-FALLBEISPIEL FÜR EIN 700 MW-STEINKOHLEKRAFTWERK 91

9 KRITERIEN FÜR EINE VERGLEICHENDE BEWERTUNG VON CCS 93

10 ÖKOBILANZEN (LCA-ANALYSE) FÜR AUSGEWÄHLTE CCS-PROZESSKETTEN 97

10.1 METHODISCHE VORGEHENSWEISE 97
10.1.1 Ziele der Ökobilanz *97*
10.1.2 Methodik der Stoffstromnetze *98*
10.1.3 Rahmen und Annahmen zur Durchführung der Ökobilanz *100*
10.1.3.1 Gegenstand der Modellierung 100
10.1.3.2 Funktionelle Einheit 103
10.1.3.3 Bezugsraum und -zeitraum 103
10.1.3.4 Bilanzierungsumfang und -tiefe 103
10.1.3.5 Wirkungskategorien und Bilanzparameter 103
10.1.3.6 Normierung 104
10.1.4 Datenherkunft und -qualität *105*
10.2 EXKURS ZUR RECHENMETHODIK - ABGESCHIEDENE VS. VERMIEDENE MENGEN AN CO_2 106
10.3 ANLAGEN UND VERFAHREN ZUR KONVENTIONELLEN STROMERZEUGUNG MIT CCS 107
10.3.1 Referenzkraftwerke *107*
10.3.2 Vorketten *109*
10.3.3 CO_2-Abscheideverfahren *110*
10.3.3.1 CO_2-Abtrennung *nach* der Verbrennung 110
10.3.3.2 CO_2-Abtrennung *vor* der Verbrennung 111
10.3.3.3 Oxyfuel-Verfahren 111

10.3.4 CO_2-Verflüssigung ... *112*
10.3.5 Transport des CO_2 ... *112*
10.3.6 CO_2-Speicherung ... *114*
10.4 ANLAGEN ZUR STROMERZEUGUNG AUS REGENERATIVEN ENERGIETRÄGERN ... 114
10.5 EINZELANALYSEN STROMERZEUGUNGSSYSTEME ... 116
10.5.1 Konventionelle Kraftwerke ... *116*
10.5.2 Regenerative Kraftwerke ... *117*
10.6 VERGLEICH DER STROMERZEUGUNGSSYSTEME ... 118
10.6.1 Treibhausgase und Kumulierter Energieaufwand ... *118*
10.6.2 Weitere Wirkungskategorien ... *123*
10.7 SENSITIVITÄTSANALYSEN DER STROMERZEUGUNGSSYSTEME ... 125
10.7.1 Sensitivitätsanalyse 1: Variation der Leckagerate ... *126*
10.7.2 Sensitivitätsanalyse 2: Variation des Abscheidegrades (bei variablen Aufwendungen) ... *130*
10.7.3 Sensitivitätsanalyse 3: Variation des Abscheidegrades (bei fixen Aufwändungen) ... *132*
10.7.4 Sensitivitätsanalyse 4: Variation der Methan-Emissionen bei der Steinkohleförderung ... *133*
10.8 SCHLUSSFOLGERUNGEN STROMERZEUGUNG ... 135
10.9 ANLAGEN UND VERFAHREN ZUR KONVENTIONELLEN WASSERSTOFFERZEUGUNG MIT CCS 137
10.9.1 Referenzanlagen ... *137*
10.9.2 Vorketten ... *139*
10.9.3 CO_2-Abscheidung ... *139*
10.9.3.1 Kohlevergasung ... 139
10.9.3.2 Erdgas-Dampfreformierung ... 140
10.9.4 CO_2-Verflüssigung ... *142*
10.9.5 Transportszenarien CO_2 ... *142*
10.9.6 CO_2-Speicherung ... *143*
10.10 ANLAGEN ZUR WASSERSTOFFERZEUGUNG AUS REGENERATIVEN ENERGIETRÄGERN ... 143
10.10.1 Referenzanlagen ... *143*
10.10.2 Vorketten ... *144*
10.11 EINZELANALYSEN WASSERSTOFFERZEUGUNGSSYSTEME ... 145
10.11.1 Konventionelle Anlagen ... *145*
10.11.1.1 Kohlevergasung ... 145
10.11.1.2 Erdgas-Dampfreformierung ... 146
10.11.2 Regenerative Anlagen ... *147*
10.12 VERGLEICH DER WASSERSTOFFERZEUGUNGSSYSTEME ... 147
10.12.1 Treibhausgase und Kumulierter Energieaufwand ... *147*
10.12.2 Weitere Wirkungskategorien ... *148*
10.13 SCHLUSSFOLGERUNGEN WASSERSTOFFERZEUGUNG ... 149

11 WEITERE ÖKOLOGISCHE BEWERTUNGSFAKTOREN FÜR CCS ... 151

11.1 ABSCHEIDUNG VON CO_2 ... 151
11.2 TRANSPORT VON CO_2 ... 151
11.3 SPEICHERUNG VON CO_2 ... 153
11.4 ZUSAMMENFASSENDE VERGLEICHENDE DARSTELLUNG ... 157

12 ENTWICKLUNG VON STROM- UND WASSERSTOFFGESTEHUNGSKOSTEN BEI ANWENDUNG VON CCS ... 167

12.1 ZUKÜNFTIGE STROMGESTEHUNGSKOSTEN UNTER BERÜCKSICHTIGUNG TECHNOLOGISCHER ENTWICKLUNGEN, BRENNSTOFFPREISSTEIGERUNGEN UND REDUKTIONSKOSTEN VON TREIBHAUSGASEN AUF DER BASIS DES EMISSIONSHANDELS ... 167
12.1.1 Entwicklung von Brennstoffpreisen und der Preise für CO_2-Emissions- zertifikate ... *167*
12.1.2 Eckdaten der Kostenbestimmung und Stromkosten im Jahr 2020 ... *170*

12.1.3 Stromgestehungskosten bei veränderten Technologieparametern und Brennstoffpreisen 176
12.1.4 Berücksichtigung des Transports und der Speicherung von CO_2. 180
12.1.5 Kostenvergleich mit Anlagen auf der Basis erneuerbarer Energien 182
12.2 KOSTEN DER WASSERSTOFFBEREITSTELLUNG AUS FOSSILEN QUELLEN MIT RÜCKHALTUNG VON CO_2 184
12.2.1 Wasserstoffherstellung mit CO_2 – Abtrennung 184
12.2.2 Kosten einschließlich Transport und Endlagerung 190
12.2.3 Vergleich mit Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen 190

13 SONSTIGE ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE KRITERIEN 193

13.1 GESELLSCHAFTLICHE AKZEPTANZ 193
13.2 ÜBERTRAGBARKEIT VON TECHNOLOGIEN AUF ENTWICKLUNGSLÄNDER 193
13.3 TECHNOLOGIEFÜHRERSCHAFT UND EXPORTCHANCEN 194
13.4 IMPORTABHÄNGIGKEIT 195
13.5 SICHERHEITSPOLITISCHE IMPLIKATIONEN 196
13.6 ANFÄLLIGKEIT UND KOMPLEXITÄT DES ANLAGENVERBUNDES 197
13.7 NUTZUNGSKONFLIKTE 198

14 SYSTEMANALYTISCHE BEWERTUNG VON CCS IM RAHMEN VON SZENARIEN 201

14.1 UMFELD FÜR DIE ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE RELEVANZ VON CCS 201
14.1.1 Generelle Einflussgrößen für CCS 201
14.1.2 Einflussgröße: Nachrüstung von Kraftwerken 204
14.1.3 Kompatibilität von CCS mit anderen Klimaschutzelementen 208
14.2 CCS IN AUSGEWÄHLTEN NATIONALEN KLIMASCHUTZSZENARIEN 209
14.3 STRATEGISCHE BEDEUTUNG VON CCS AUF DER BASIS VON SZENARIOANALYSEN 212
14.3.1 Storylines für politikrelevante CCS-Szenarien 212
14.3.2 Definition und Eckdaten der Szenarien 214
14.3.3 Die mögliche Entwicklung von CCS-Technologien im Stromsektor 218
14.3.4 Möglichkeiten der Bereitstellung von CCS-Wasserstoff in den Szenarien 224
14.4 GESAMTBILANZ DER SZENARIENANALYSE 226

15 ANFORDERUNGEN FÜR DIE ERFOLGREICHE INTERNATIONALE UMSETZUNG VON CCS 235

15.1 DIE BEDEUTUNG VON CCS ALS KLIMASCHUTZOPTION 235
15.2 CCS IN EINEM PORTFOLIO VON KLIMASCHUTZSTRATEGIEN: ANALYSE VON UNSICHERHEITSFAKTOREN 238
1.2.1 Die Kostensenkungspotenziale von CCS und Regenerativen Energien sowie die Diskontrate 239
15.2.2 Die Kosten der Exploration und Extraktion von fossilen Energieträgern 242
15.2.3 Der Zeitpunkt der Verfügbarkeit der CCS-Technologie 247
15.3 ANFORDERUNGEN AN EINEN INSTITUTIONELLEN RAHMEN FÜR CCS 249
15.3.1 Die Basis eines institutionellen Rahmens: „Cap and trade“ versus Technologieprotokoll 250
15.3.2 Identifizierung kritischer rechtlicher Aspekte 250
15.3.3 Relevante ordnungsrechtliche Vorschriften in ausgewählten Staaten und der EU 253
15.3.4 CCS im Rahmen des Kyoto-Protokolls 255
15.3.5 Carbon Sequestration Bonds: Ein Vorschlag für die Regulierung der Verantwortung für CO_2-Speicherung 256
15.3.6 Die Rolle von Pilotprojekten: Ausgleich von Marktverzerrungen 258
15.3.7 CCS in der Kyoto-Architektur nach 2012: Eine mögliche Strategie für die EU 259

16 LITERATURVERZEICHNIS 263

17 ANHANG (ALLGEMEINER TEIL) 3

A1 STOFFEIGENSCHAFTEN VON CO_2 3
A2 CO_2- TRENNVERFAHREN 4

18 ANHANG (SPEZIELLER TEIL) 13

ZU KAP.7: CCS-PROJEKTE IN DER WELTWEITEN ÜBERSICHT 13
Projekte innerhalb der EU 16
Internationale Aktivitäten und Politikstrategien 23
CCS-Projekte in Deutschland 28
ZU KAP.8: LEITFRAGEN FÜR DIE PLANUNG EINER CO_2-TRANSPORTINFRASTRUKTUR 30
ZU KAP.9: KRITERIEN FÜR EINE VERGLEICHENDE BEWERTUNG 32
ZU KAP.14: SYSTEMANALYTISCHE BEWERTUNG VON CCS IM RAHMEN VON SZENARIEN 38

Tabellen

Tab. 2-1 Deutschsprachige Begriffe zum Thema „CO_2-Sequestrierung“ _____ 5

Tab. 2-2 Englischsprachige Begriffe zum Thema „CO_2-Sequestrierung“ _____ 6

Tab. 5-1 Entwicklungsstand der CO_2-Abscheideverfahren _____ 31

Tab. 5-2 Lernraten von Kapital und Betriebskosten von Kraftwerkstechnologie nach (Rubin et al. 2006) _____ 41

Tab. 6-1 Kosten für Zwischenspeicher (Stahltank und Untergrundspeicher) _____ 54

Tab. 6-2 Transportkosten verschiedener „Kostenfenster”, nach (ECOFYS 2004) _____ 55

Tab. 6-3 Kosten für CO_2-Trennung, -Transport und -Speicherung in EUR pro Tonne (GESTCO 2004) _____ 56

Tab. 7-1 Globale CO_2-Speicherungsoptionen und Kapazitäten (Zum Vergleich: die CO_2-Emissionsrate weltweit lag 2005 bei 27,3 Gt** Tendenz steigend) _____ 65

Tab. 7-2 Übersicht über die Einschätzung globaler CO_2-Speicherpotenziale _____ 68

Tab. 7-3 Gesamteuropäische CO_2-Speicherungsoptionen und Kapazitäten _____ 69

Tab. 7-4 CO_2-Speicherungsoptionen und Kapazitäten in Deutschland _____ 70

Tab. 7-5 Bewertung geologischer Speicheroptionen in Deutschland anhand ausgewählter Kriterien _____ 73

Tab. 8-1 Für den Transportaufwand bei CCS relevante Faktoren _____ 82

Tab. 8-2 Durch CCS zusätzlich induziertes jährliches Transportaufkommen bei der Strom- bzw. Wasserstoffproduktion (Abscheidegrad: 88 % bzw. 99,5 % bei Oxyfuel und 71 % bei Erdgasreformierung) _____ 83

Tab. 8-3 Transportkapazitäten verschiedener Verkehrsträger _____ 86

Tab. 8-4 Abschätzung der für CCS erforderlichen jährlichen beladenen Fahrzeugbewegungen bei einem 800 MW IGCC-Steinkohlekraftwerk _____ 92

Tab. 10-1: Ausgewählte Systemkonfigurationen zur Stromerzeugung _____ 101

Tab. 10-2: Ausgewählte Systemkonfigurationen zur Wasserstofferzeugung _____ 102

Tab. 10-3: In dieser Studie berücksichtigte Wirkungskategorien und Bilanzparameter _____ 104

Tab. 10-4: Datenherkunft der betrachteten Prozesse _____ 105

Tab. 10-5: Grunddaten der fossilen Referenzkraftwerke sowie ihrer Kombination mit CO_2-Rückhaltung _____ 107

Tab. 10-6: Quellen der Ökobilanzmodule der fossilen Referenzkraftwerke _____ 108

Tab. 10-7: Quellen der Ökobilanzmodule der fossilen Vorketten _____ 109

Tab. 10-8: Modellierte Restnutzungsgrade des Dampfturbinenprozesses _____ 110

Tab. 10-9: Transportszenarien_____ 113

Tab. 10-10: Fernleitungs-Module in der ecoinvent-Datenbank (ecoinvent 2005) _____ 113

Tab. 10-11: Referenzkraftwerke Erneuerbare Energien _____ 114

Tab. 10-12: Sensitivitätsanalysen (Stromerzeugung) _____ 125

Tab. 10-13: Methan-Emissionen der verwendeten Primärenergie-Vorketten _____ 134

Tab. 10-14: Grunddaten der Bereitstellung von Wasserstoff aus fossilen Energieträgern sowie ihrer Kombination mit CO_2-Rückhaltung _____ 137

Tab. 10-15: Quellen der Ökobilanzmodule zur Bereitstellung von Wasserstoff aus fossilen Energieträgern _____ 138

Tab. 10-16: Quellen der Ökobilanzmodule der fossilen Vorketten _____ 139

Tab. 10-17: Transportszenarien Wasserstoff-Technologien _____ 142

Tab. 10-18 Quellen der Ökobilanzmodule zur Bereitstellung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energieträgern _____ 144

Tab. 10-19: Referenzkraftwerke Erneuerbare Energien _____ 144

Tab. 11-1. Sicherheitsaspekte und Kosten für CO_2-Transport _____ 152

Tab. 11-2. Gesamtbewertung verschiedener Klimaschutzoptionen. Bewertungskriterium Ökologische Folgewirkungen _____ 159

Tab. 12-1 Brennstoffpreise für Kraftwerke in zwei Preispfade (EWI 2005 und DLR 2005) ohne und mit CO_2-Aufschlag in €-ct_{2000}/kWh_{th} und in $€_{2000}/GJ$. _____ 170

Tab. 12-2 Eckdaten für die Berechnung der Stromkosten fossiler Kraftwerke _____ 171

Tab. 12-3 Kenndaten fossiler Kraftwerke **im Jahr 2020** und deren Stromkosten auf der Basis gleicher Eckdaten (***ohne*** Rückhaltung und Endlagerung von CO_2); alle Kosten in € bzw. €-ct (Geldwert 2000) 172

Tab. 12-4 Kenndaten fossiler Kraftwerke im Jahr 2020 und deren Stromkosten auf der Basis gleicher Eckdaten (mit Rückhaltung, ohne Transport und Endlagerung von CO_2; alle Kosten in € bzw. €-ct (Geldwert 2000) 174

Tab. 12-5 **Differenz** der Kenndaten von Kraftwerken **mit und ohne** CO_2-Rückhaltung (***ohne*** Transport und Endlagerung des CO_2), alle Kosten in € bzw. €-ct (Geldwert 2000). 175

Tab. 12-6 Vergleich von „marktfähigen“ CCS-Kraftwerken (2020) mit „ausgereiften“ CCS-Kraftwerken (2040) und ihrer Referenzkraftwerke ohne CCS. 177

Tab. 12-7 Stromgestehungskosten (€-ct_{2000}/kWh_el) von neuen CCS-Kraftwerken einschließlich Transport und Speicherung zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme für drei Preisszenarien und resultierende Mehrkosten gegenüber dem gleichen Kraftwerkstyp ohne CO_2-Rückhaltung 181

Tab. 12-8 CO_2-Vermeidungskosten von CCS-Kraftwerken (einschließlich Transport und Speicherung) in $€_{2000}$/t CO_2 für verschiedene Brennstoffpreisszenarien und Inbetriebnahmezeitpunkte 182

Tab. 12-9 Verlauf der Stromkosten jeweiliger EE-Neuanlagen entsprechend des Szenarios NaturschutzPlus -neu [BMU 2005] mit vergleichbaren ökonomischen Eckdaten **(Zinssatz 10 %,** Nutzungsdauer 20-25 Jahre) 183

Tab. 12-10 Eckdaten für die Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten aus fossilen Quellen 185

Tab. 12-11 Eckdaten für die Stromerzeugung 186

Tab. 12-12 Kenndaten von Wasserstofferzeugungsanlagen auf fossiler Basis im Jahr 2020 und deren Gestehungskosten auf der Basis der DLR-Eckdaten (***mit*** Rückhaltung von CO_2, ***ohne*** Transport und Endlagerung); Bezugswert ist der obere Heizwert (HHV = 3,55 kWh/Nm³) 187

Tab. 12-13 Differenz der Kenndaten von Wasserstofferzeugungsanlagen mit und ohne CO_2-Rückhaltung (***ohne*** Transport und Endlagerung des CO_2) 188

Tab. 12-14 Wasserstoffkosten der Referenzanlagen (Inbetriebnahme 2020) als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung; Anlagen ***ohne*** **CO_2**-Rückhaltung 189

Tab. 12-15 Wasserstoffkosten der Referenzanlagen (Inbetriebnahme 2020) als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung; Anlagen ***mit*** CO_2-Rückhaltung, ***ohne*** Transport und Endlagerung 189

Tab. 12-16 Wasserstoffkosten der Referenzanlagen (Inbetriebnahme 2020) als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung; Anlagen ***mit*** CO_2-Rückhaltung, ***mit*** Transport und Endlagerung 190

Tab. 14-1 Demografische und Ökonomische Eckdaten der Szenarien. 214

Tab. 14-2 Primär-, Endenergieverbrauch und Bruttostromerzeugung der drei Szenarien nach Energiequellen 217

Tab. 14-3 Kenndaten des Einsatzes von CCS bei der Stromerzeugung in den Szenarien CCSMAX und BRIDGE im Jahr 2050 224

Tab. 14-4 Kenndaten des Einsatzes von CCS bei der Wasserstoffbereitstellung in den Szenarien CCSMAX, und BRIDGE für die Jahre 2030, 2040 und 2050. 225

Tab. 14-5 CO_2-Emissionen in den Szenarien mit und ohne CCS –Technologien, abzuscheidende CO_2-Mengen und resultierender Mehrbedarf an Primärenergie. 229

Tab. 14-6 Wechselwirkungsmatrix zwischen CCS und anderen relevanten Klimaschutzstrategien (Fokus Stromerzeugung und Kraftstoffbereitstellung sowie Betrachtungsebene Deutschland) 231

Abbildungen

Abb. 3-1 Reduktionserfordernisse gegenüber Trend zur Stabilisierung der CO_2-Emissionen in den USA (DoE 2003) 7

Abb. 3-2 Treiber von CO_2-Abtrennung und -Speicherung weltweit 9

Abb. 4-1 Gliederung der verschiedenen Kraftwerkstechnologien nach Technologievarianten und Art der Brennstoffe bzw. Oxidationsmittel 18

Abb. 4-2 Gliederung der CO_2-Abscheideoptionen mittels physikalischer, chemischer bzw. Membran-Verfahren 18

Abb. 4-3 Prozesskette von der CO_2-Abtrennung bis zur Deponierung 19

Abb. 5-1 Maßnahmen und Ziele der CO_2-Minderung im Kraftwerksbereich 21

Abb. 5-2 Rauchgasentkarbonisierung mittels Aminwäsche 23

Abb. 5-3 Kohlestaubbefeuertes Kraftwerk mit CO_2-Wäsche 24

Abb. 5-4 IGCC-Kraftwerk mit CO-Shift und CO_2-Abtrennung (Rectisol-Wäsche) 26

Abb. 5-5 CO- Shift-Anlage zur Umwandlung von CO und H_2O in H_2 und CO_2 26

Abb. 5-6 NGCC-Kraftwerk mit H_2-Abtrennung durch Membran und Nachverbrennung des Retentats 27

Abb. 5-7 Physikalische Wäsche 28

Abb. 5-8 CO_2-Anreicherung mit Membrantechnik 28

Abb. 5-9 Das Oxyfuel-Verfahren (Verbrennung in reinem Sauerstoff) 29

Abb. 5-10 CO_2-Abscheidung in einer SOFC Brennstoffelle und WGSMR- Nachbrenner 32

Abb. 5-11 Der ZECA Prozess (Lackner 2001) 33

Abb. 5-12 Der AZEP Prozess (Göttlicher 2003) 34

Abb. 5-13 Chemical Looping Combustion Process: Prinzip- und Fließbild 35

Abb. 5-14 CO_2-Abscheidung in einer SOFC Brennstoffzelle mit Gasturbine und Nachbrenner 36

Abb. 5-15 Wasserstoffherstellung aus Erdgas mittels Dampfreformierung und CO_2-Abtrennung (MEA-Wäsche) 39

Abb. 5-16 Vereinfachtes Prozess Fliessbild zur Vergasung kohlenstoffhaltiger „Slurries“ für die H_2-Herstellung (Ullmann’s 2002) 40

Abb. 6-1 Spezifischer direkter und indirekter Energieverbrauch für Herstellung und Transport von Trockeneis (festes CO_2) bzw. Pipelinetransport von flüssigem und gasförmigem CO_2 46

Abb. 6-2 Aufteilung der Kosten (ECOFYS 2004:10) 47

Abb. 6-3 Kompressionskosten als Funktion der Kompressorleistung (ECOFYS 2004:10) 47

Abb. 6-4 Kosten- und Kapazitätsbereiche für verschiedene CO_2-Transportalternativen (250 km Entfernung) 53

Abb. 6-5 Akkumulierte Kosten für verschiedene Transportszenarien I bis VI 54

Abb. 6-6 Evaluation der Transportkosten von 17 europäischen Fallstudien innerhalb des GESTCO-Projektes 56

Abb. 6-7 Mittlere Kosten für Trennung, Kompression, Transport und Speicherung (GESTCO-Projekt) 57

Abb. 6-8 Verteilung der CCS-Kosten für Trennung, Kompression, Transport und Speicherung (GESTCO-Projekt) 57

Abb. 6-9 Bandbreite der CO_2-Transportkosten für eine 250 km lange Onshore- bzw. Offshore-Pipeline als Funktion der Kapazität 58

Abb. 7-1 Verschiedene denkbare Optionen der CO_2-Speicherung 63

Abb. 7-2 Vergleich zwischen potentiellen CO_2-Senken und heutigen großen Punktquellen in Deutschland nach BGR und Umweltbundesamt-Kraftwerksdatenbank Stand 200572

Abb. 7-3 Kosten-Potenzial-Kurve für die drei in Deutschland relevanten Speichertechnologien 76

Abb. 8-1 Beispiel für ein mögliches CO_2-Transportszenario in Deutschland 80

Abb. 8-2 Elemente des CO_2-Transportsystems 81

Abb. 8-3 Eisenbahnnetz in Deutschland 88

Abb. 8-4 Binnenwasserstraßen des Bundes 89

Abb. 8-5 Verkehr auf den Binnenwasserstraßen des Bundes 90

Abb. 9-1 Unterschiedliche Entwicklungspfade der Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ für die Stromerzeugung (Enquête 2002) – Index WI: Szenarien des Wuppertal Instituts, Index IER: Szenarien des Instituts für Energiewirtschaft der Universität Stuttgart 94

Abb. 9-2 Klimaschutzoptionen und deren zeitliche Verfügbarkeit 95

Abb. 10-1 Modell eines „CO_2-freien“ Steinkohlekraftwerks in der Notation von Umberto® 98

Abb. 10-2: Zweite Netzwerkebene mit Subnetz T1 (Modellierung des Kohlekraftwerks inkl. CO_2-Abscheidung) 99

Abb. 10-3: Dritte Netzwerkebene mit Subnetz T2 (CO_2-Abscheidung) 100

Abb. 10-4: Bilanzierungsschritte der Systemkonfigurationen zur Stromerzeugung 101

Abb. 10-5: Bilanzierungsschritte der Systemkonfigurationen zur Wasserstofferzeugung 102

Abb. 10-6: Rechenmethodik hinsichtlich der abgeschiedenen und vermiedenen CO_2-Mengen am Beispiel des Steinkohle-Kraftwerks ohne und mit CCS (CC = nur „Carbon Capture“, noch kein Transport und Speicherung). Nutzungsgrad ohne CCS = 49 %, mit CCS = 40 %, Abscheiderate = 88 % 106

Abb. 10-7: Vergleich der CO2-Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für das Steinkohle-Kraftwerk ohne und mit CCS 117

Abb. 10-8: Vergleich der Anteile von Kraftwerk und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) an Emissionen und kumulierten Energieverbrauch (THG = Treibhausgas-Emissionen; KEA = Kumulierter Energieaufwand) 118

Abb. 10-9: Vergleich der CO_2-Emissionen der fossilen und erneuerbaren Referenzkraftwerke ohne und mit CCS 119

Abb. 10-10: Vergleich der Treibhausgas-Emissionen der fossilen und erneuerbaren Referenzkraftwerke ohne und mit CCS 120

Abb. 10-11: Vergleich des Kumulierten Energieaufwandes der fossilen und erneuerbaren Referenzkraftwerke ohne und mit CCS 121

Abb. 10-12: Vergleich der *absoluten* CO_2-Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für die fossilen und erneuerbaren Referenzkraftwerke ohne und mit CCS 122

Abb. 10-13: Vergleich der *relativen* CO_2-Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für die fossilen und erneuerbaren Referenzkraftwerke ohne und mit CCS (normiert auf das Steinkohle-Dampfkraftwerk) 122

Abb. 10-14: Vergleich weiterer Wirkungskategorien für das Steinkohle-Dampfkraftwerk ohne und mit CCS 123

Abb. 10-15: Vergleich weiterer Wirkungskategorien für das Braunkohle-Dampfkraftwerk ohne und mit CCS 124

Abb. 10-16: 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) 125

Abb. 10-17: Speichermenge und Leckage am Beispiel des Steinkohle-Kraftwerks über die ersten 100 Jahre bei einer Leckagerate von 1 %/a 127

Abb. 10-18: Speichermenge und Leckage am Beispiel des Steinkohle-Kraftwerks über 40.000 Jahre bei einer Leckagerate von 0,01 %/a 128

Abb. 10-19: Entwicklung des Speicherinhalts am Beispiel des Steinkohle-Kraftwerks über die ersten 1.00 Jahre bei Leckagerate von 1 %/a bis 0,0001 %/a 128

Abb. 10-20: Entwicklung der CO_2-Emissionen für das Steinkohle-Kraftwerk bei verschiedenen CO_2-Leckageraten, dargestellt als mittelfristige (bis 10.000 Jahre in 1000-Jahres-Schritten) und langfristige Emissionen (>10.000 Jahren) 130

Abb. 10-21: Entwicklung der CO_2-Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für das Steinkohle-Kraftwerk bei verschiedenen CO_2-Abscheidegraden und variablen Aufwendungen bei der Abscheidung 132

Abb. 10-22: Entwicklung der CO_2-Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für das Steinkohle-Kraftwerk bei verschiedenen CO_2-Abscheidegraden und fixen Aufwendungen bei der Abscheidung 133

Abb. 10-23: Vergleich der Treibhausgase insgesamt bei verschiedenen Methan-Emissionen der Steinkohle-Vorkette der fossilen Referenzkraftwerke 135

Abb. 10-24: Klassische Dampfreformierung, ergänzt um eine CO2-Abscheidung mittels chemischer Wäsche (MEA-Lösung) (Küppers 2006) 141

Abb. 10-25: Vergleich der CO_2-Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für die Steinkohle-Vergasung mittels IGCC ohne und mit CCS 145

Abb. 10-26: Vergleich der CO_2-Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für die Erdgas-Dampfreformierung (ZSW- und DOE-Verfahren) ohne und mit CCS 146

Abb. 10-27: Vergleich der *absoluten* CO_2-Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für die fossile und erneuerbare Erzeugung von Wasserstoff 148

Abb. 10-28: Vergleich der Wirkungskategorien Sommersmog, Versauerung und Eutrophierung für die fossile und erneuerbare Erzeugung von Wasserstoff 149

Abb. 11-1. CO_2-Injektionsbohrungen und Leckagemöglichkeiten _____ 154

Abb. 12-1 Entwicklung des realen ($\$_{2000}$) und nominalen Ölpreises seit 1970; Energiepreispfade (EWI 2005) und (DLR 2005) in realen Preisen bis 2050 und (nachrichtlich) der Preispfad EWI 2006 bis 2030 _____ 168

Abb. 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. _____ 169

Abb. 12-3 Stromkosten neuer Kohlekraftwerke im jeweiligen Inbetriebnahmezeitpunkt in Abhängigkeit technologischer Verbesserungen, Brennstoffpreisen und CO_2-Aufschlägen (Kosten für Transport und Speicherung von CO_2 sind ebenfalls ausgewiesen; Preispfad „DLR 2005“) _____ 178

Abb. 12-4 Stromkosten neuer Erdgas-GuD und Steinkohlekraftwerke im jeweiligen Inbetriebnahmezeitpunkt in Abhängigkeit technologischer Verbesserungen, Brennstoffpreisen und CO_2-Aufschlägen (CCS-Anlagen einschließlich Kosten für Transport und Speicherung von CO_2; Preispfad „DLR 2005“) _____ 178

Abb. 12-5 CO_2-Vermeidungskosten von CCS-Kraftwerken (**ohne** Transport und Speicherung von CO_2) für dem Status 2020 (Referenz auch Status 2040) im Vergleich, (Preispfad „DLR 2005“) _____ 180

Abb. 12-6 Verlauf der Stromgestehungskosten (Neuanlagen) erneuerbarer Energien, konventioneller Gas- und Steinkohlekraftwerke und CCS-Kraftwerken. Brennstoffpreise nach DLR 2005 + CO2-Aufschlag und für konventionelle KW zum Vergleich nach EWI 2005. _____ 183

Abb. 12-7 Abhängigkeit der Wasserstoff-Gestehungskosten von den Preisen für Erdgas und Kohle (drei Preisvarianten bis 2050) für Anlagen ***ohne*** Rückhaltung von CO_2 ___ 189

Abb. 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 _____ 191

Abb. 12-9 Kostenvergleich der Wasserstoffbereitstellung aus CO_2-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*** CO_2-Rückhaltung). _____ 192

Abb. 13-1. Erdgasimporteure Deutschlands _____ 196

Abb. 13-2 Vorzuhaltende Reserveleistung als Funktion identisch großer Einzelblöcke P_i in einem virtuellen Kraftwerkspark mit 100 GW Leistung. _____ 198

Abb. 14-1 Wesentliche Einflussfaktoren für eine zukünftige CO_2-Abtrennung und Speicherung (Zeitpunktanalyse für 2050) _____ 202

Abb. 14-2 Verhältnis von möglichen Speichererfordernissen und verfügbaren Potenzialen _ 203

Abb. 14-3 Resultierende statische Reichweite der Speicherverfügbarkeit für unterschiedliche Speichererfordernisse 203

Abb. 14-4 Resultierende Emissionen von bestehenden und geplanten Kraftwerken im vergleich zu verschiedenen Emissionspfaden (eigene Berechnungen) 207

Abb. 14-5 Entwicklung der Nettostromerzeugung im 40 % CO2-Minderungsszenario mit und ohne CCS des FZ Jülich (FZ Jülich 2006) 210

Abb. 14-6 Sektorale Aufteilung der CO_2-Reduktion im 40 % CO2-Minderungsszenario mit und ohne CCS des FZ Jülich (FZ Jülich 2006) 211

Abb. 14-7 Primärenergieentwicklung in drei Szenarien mit Darstellung der Anteile der Primärenergiearten nuklear (NUK), erneuerbar (EE) und fossil. 217

Abb. 14-8 Verlauf der Kraftwerksleistung der bis zum Jahr 2000 in Deutschland errichteten „Altkraftwerke“ differenziert nach (großen) Kondensationskraftwerken, Heizkraftwerken einschließlich dezentraler KWK-Anlagen (< 10 MW) und EE-Anlagen bis zum Jahr 2030. 219

Abb. 14-9 Entwicklung der installierten Leistung im Szenario CCSMAX, getrennt nach Altkraftwerken, neuen EE-Anlagen, neuen fossilen Kraftwerken ohne CCS und mit CCS. 220

Abb. 14-10 Entwicklung der installierten Leistung im Szenario BRIDGE, getrennt nach Altkraftwerken, neuen EE-Anlagen, neuen fossilen Kraftwerken ohne CCS und mit CCS 221

Abb. 14-11 Entwicklung der installierten Leistung im Szenario NATP, getrennt nach Altkraftwerken, neuen EE-Anlagen und neuen fossilen Kraftwerken ohne CCS 221

Abb. 14-12 Struktur der Bruttostromerzeugung im Vergleich der Szenarien CCSMAX und NATP und Vergleich der anteiligen Stromerzeugung von CCS und EE in allen drei Szenarien. 222

Abb. 14-13 Struktur der Bruttostromerzeugung im Szenario BRIDGE 222

Abb. 14-14 Entwicklung der CO_2-Emissionen der Stromerzeugung in den Szenarien (gestrichelt = ohne CCS -Technologien; bei KWK-Stromerzeugung Gutschrift für Nutzwärmebereitstellung) 223

Abb. 14-15 Primärenergiestrukturen 2000 und 2005 und in den Szenarien für das Jahr 2050 mit Ausweisung der für die Herstellung von CCS-Wasserstoff erforderlichen Steinkohlemenge. 227

Abb. 14-16 Entwicklung der Primärenergiestruktur in den Szenarien CCSMAX und NATP 227

Abb. 14-17 Verlauf der energiebedingten CO_2-Emissionen in den Szenarien CCSMAX, BRIDGE und NATP bis 2050 (gestrichelt = CCSMAX bzw. BRIDGE ohne CCS-Technologien). 228

Abb. 15-1 Kumulierte Menge anthropogener CO_2-Emissionen sowie des durch CCS gespeicherten CO_2 in Abhängigkeit vom Stabilisierungsniveau der atmosphärischen CO_2-Konzentration (baseline: ohne Stabilisierungsziel) in verschiedenen Modellen (Edenhofer et al. 2006). 236

Abb. 15-2 Diskontierte volkswirtschaftliche Kosten in % des Weltsozialprodukts unter Berücksichtigung technologischen Fortschritts in verschiedenen Modellen, die technologische Lerneffekte endogen berücksichtigen (Edenhofer et al. 2006). 237

Abb. 15-3 Optimale kumulierte Menge an sequestriertem Kohlenstoff zwischen 2000 und 2100 in Abhängigkeit von der Lernrate und den anfänglichen Investitionskosten der REG (Eigene Berechnungen). 240

Abb. 15-4 Optimale kumulierte Menge an sequestriertem Kohlenstoff zwischen 2000 und 2100 in Abhängigkeit von Lernrate und floor costs (Eigene Berechnungen). 240

Abb. 15-5 Optimale kumulierte Menge an sequestriertem Kohlenstoff zwischen 2000 und 2100 in Abhängigkeit von der Leckagerate und der Energy Penalty auf die optimale Menge des zu sequestrierenden CO_2 (Eigene Berechnungen). 242

Abb. 15-6 Rogner-Kurve: Grenzkosten der Ressourcenextraktion in Abhängigkeit von der kumulierten Ressourcenextraktion in stilisierter Form (basierend auf Nordhaus und Boyer 2000). 244

Abb. 15-7 Kosten des Klimaschutzes als prozentualer Verlust vom Weltsozialprodukt in Abhängigkeit von der Ressourcenbasis (χ_3) und dem Parameter zur Charakterisierung der Kostenentwicklung der Extraktion (χ_4) (Eigene Berechnungen). 245

Abb. 15-8 Marginale Kosten (Grenzkosten) der Ressourcenextraktion in Abhängigkeit von der kumulierten Ressourcenextraktion für die im Text beschriebenen Szenarien. 245

Abb. 15-9 Optimale kumulierte Menge an sequestriertem Kohlenstoff zwischen 2000 und 2100 in Abhängigkeit von der Ressourcenbasis (χ_3) und dem Parameter zur Charakterisierung der Kostenentwicklung der Extraktion (χ_4). Farbige Punkte markieren die im Haupttext diskutierten Szenarien. Peak Oil (a) und (b) sowie Tar Sands bezeichnen Peak Oil-Szenarien mit geringfügig unterschiedlicher Parameterwahl. Im Falle von Tar Sands wird der Abbau von Teersanden angenommen (Eigene Berechnungen). 246

Abb. 15-10 Optimale kumulierte Menge an sequestriertem Kohlenstoff zwischen 2000 und 2100 in Abhängigkeit vom Zeitpunkt der Verfügbarkeit dieser Technologie (Eigene Berechnungen). 248

Abb. 15-11 Diskontierte Konsumverluste in %, die durch die Kosten des Klimaschutzes entstehen, in Abhängigkeit vom Zeitpunkt der Verfügbarkeit dieser Technologie (Eigene Berechnungen). 248

Abb. 15-12 CO_2-Emissionspfade bei unterschiedlichen Zeitpunkten der Verfügbarkeit von CCS (Eigene Berechnungen). 248

Zusammenfassende Thesen

Treibende Kräfte und Haltung relevanter Gruppen zur CO_2-Abtrennung und -Speicherung

- Der Klimaschutz stellt für die Fortentwicklung der CO_2-Abtrennung und Speicherung den wichtigsten Beweggrund dar. Für einzelne Wirtschaftsbranchen ergeben sich darüber hinaus bereits heute wirtschaftliche Anreize zur Abtrennung von CO_2 (z.B. Enhanced Oil Recovery).

- Die Haltung der gesellschaftlichen Akteure gegenüber der Technologie ist nicht einheitlich. Vielfach wird CCS als eine mögliche Brücke in das Zeitalter regenerativer Energienutzung bezeichnet.

- Die Umweltverbände setzen auf eine prioritäre Weiterentwicklung des Ausbaus erneuerbarer Energien und die Ausschöpfung der Energieeinsparpotenziale. Die Speicherung von CO_2 im Meer wird von sämtlichen Umweltverbänden abgelehnt. Für alle Speicheroptionen wird ein hinreichender Nachweis der Langzeitstabilität eingefordert.

Verfahren der CO_2-Abtrennung

- Aus heutiger (technologischer) Sicht kommen kurz- bis mittelfristig drei Optionen zur CO_2-Abtrennung in Betracht. Die Abtrennung von CO_2 aus den Rauchgasen (Abtrennung *nach* der Verbrennung – Post Combustion) konventioneller Kraftwerke führt zu einer signifikanten Erhöhung der Stromgestehungskosten, bringt einen erheblichen zusätzlichen Brennstoffverbrauch mit sich und reduziert substanziell den Kraftwerkswirkungsgrad. Die Technik ist heute verfügbar, es fehlt allerdings noch die Demonstration im kommerziellen Kraftwerksmaßstab.
- CO_2-Abtrennung *vor* der Verbrennung (Pre Combustion) in Kohle- oder Gaskraftwerken mit integrierter Vergasung (IGCC und NGCC Kraftwerken) ist im Vergleich zur CO_2-Rauchgasabscheidung aus heutiger Sicht das günstigere Verfahren. Zur Implementierung der CO_2-Abtrennung besteht erheblicher Verbesserungs- und Entwicklungsbedarf insbesondere hinsichtlich der Erhöhung der Verfügbarkeit auf für Kraftwerke übliche Maßstäbe.
- Das Oxyfuel-Verfahren (d.h. die Verbrennung mit Sauerstoff) bietet derzeit die besten Voraussetzungen für die CO_2-Abtrennung in Bezug auf die erreichbaren Gesamtprozesswirkungsgrade und ggf. auch der resultierenden Kosten, da es weitgehend auf Komponenten der klassischen Kraftwerkstechnik basiert. Eine genaue Bewertung ist zurzeit noch nicht möglich, da sich das Verfahren erst am Anfang der Demonstrationsphase befindet.
- Neben der integrierten Neubauplanung eines Kraftwerks mit CO_2-Abtrennung ist auch eine Nachrüstung möglich. Energiewirtschaftlich macht dies aufgrund des stark steigenden Eigenbedarfs nur bei solchen Kraftwerken Sinn, die über einen hinreichenden Ausgangswirkungsgrad verfügen. Technologisch steht für die Nachrüstung aus heutiger Sicht vor allem die Rauchgaswäsche zur Verfügung. Für heute in Pla-

nung befindliche Kraftwerke sollte erwogen werden, diese „capture ready“ (vorbereitet für die Nachrüstung einer CO_2-Abtrennung) auszuführen.

Verfahren für den CO_2-Transport

- Aus energetischer, ökonomischer und ökologischer Sicht kommen für einen CCS-Einsatz in großem Maßstab lediglich die Pipeline (onshore und ggf. offshore) sowie große Schiffstanker als relevante Transportoptionen in Betracht.
- Zu den entscheidenden Parametern gehören bei der Quellen-Senken Beziehung insbesondere die Transportentfernung und -kapazität, aber auch die zeitliche Abstimmung bei der Projektierung, Genehmigung und Errichtung von Kraftwerken, Pipelines und CO_2-Speichern. Aufgrund der hohen Investitionsaufwendungen für den Aufbau einer CO_2-Infrastruktur ist eine vorausschauende Planung und Abstimmung der unterschiedlichen Akteure notwendig.
- Sowohl Gaskonditionierung (mit bis zu 3,5 Prozentpunkten Wirkungsgradverlust im Kraftwerk) als auch der anschließende CO_2-Transport selber benötigen einen nicht zu vernachlässigbaren zusätzlichen Energiebedarf , welcher wiederum zusätzliche CO_2-Emissionen (und ggf. weitere THG- und Schadstoffemissionen) induziert.
- Die Bandbreite der Kostenabschätzung für den CO_2-Transport liegt - in Abhängigkeit von Transportentfernung und -kapazität - bei ca. 1 bis 10 €/t (für Pipeline bzw. Schiffstransporte) und hat etwa einen Kostenanteil von ca. 10 % bezogen auf die Gesamtkosten einer CCS-Prozesskette (bestehend aus Abscheidung, Verdichtung, Transport und Speicherung).
- Bereits heute ist der Transport von Energieträgern (Öl, Ölprodukte und Kohle) für große Anteile am gesamten deutschen Güterverkehr verantwortlich. Durch eine großmaßstäbliche Einführung von CCS würde sich dieses Transportaufkommen – induziert durch den Abtransport des CO_2 und durch den Antransport zusätzlicher Kohlemengen – in erheblichem Maße erhöhen. Dies gilt auch für das Risiko von Pipeline- bzw. Schiffsunfällen, auch wenn dieses relativ gesehen pro Schiff oder Kilometer Pipeline vergleichsweise gering ist.

Verfahren und Potenziale der CO_2-Speicherung

- Die Speichermöglichkeiten von CO_2 sind aus unterschiedlichen Gründen und zu beachtenden Restriktionen sowohl global als auch national natürlicherweise begrenzt. Über die tatsächliche Höhe der vorliegenden Potenziale liegen aufgrund vielfacher Unsicherheiten derzeit noch sehr unterschiedliche Einschätzungen vor. Globale Schätzungen zeigen, dass die Potenziale durchaus beachtlich sind, eine dauerhafte Lösung des Klimaproblems mit der CO_2-Speicherung allein aber sicher nicht zu erreichen ist.
- Für Deutschland kommt aus ökologischen, kapazitären und ökonomischen Gründen nur die geologische Speicherung in leeren Gasfeldern und tiefliegenden Aquiferen in Frage. Unter Berücksichtigung eines durchschnittlichen Energiemehrbedarfs von 30 % und einer Einbeziehung lediglich der großen Punktquellen des Landes ermittelt sich hieraus eine statische Reichweite zwischen 30 und 62 Jahren.

- Für die Akzeptanz der Untergrundspeicherung ist die Gewährleistung sehr niedriger Leckgageraten essentiell. Ein entsprechender Nachweis ist nachvollziehbar zu führen.

- Bisher liegen noch keine hinreichenden Erkenntnisse über das Verhalten von CO_2 in Untergrundspeichern vor. Laufende Forschungsarbeiten sollen den Kenntnisstand über Bohr- und Injektionsverfahren, Computersimulationen über die Verteilung des Gases im Reservoir und Monitoringmethoden deutlich verbessern helfen.

Vergleichende Life Cycle Analysen

- Aus ganzheitlicher Perspektive sind die Begriffe *CO_2-freie* Stromerzeugung oder Wasserstoffbereitstellung stark irreführend. Unter Berücksichtigung der vorgelagerten Prozesskette ermittelt sich bei heute üblichen Annahmen für die erreichbaren Abscheidegrade von CO_2 am Kraftwerk ein Netto-CO_2-Reduktionspotenzial zwischen 72 und 79 %. Erweitert man die Betrachtung auf die gesamte Palette der Treibhausgase, reduziert sich der Minderungsbeitrag gegenüber dem Kraftwerk ohne Abtrennung auf lediglich 65 bis max. 79 %.
- Vor diesem Hintergrund ist eher von einer *CO_2-armen* Stromerzeugung zu sprechen. So liegen die CO_2-Emissionen des aus Klimaschutzsicht „besten“ fossilen Kraftwerks ohne CO_2-Abtrennung (Erdgas-GUD-Kraftwerk) „nur“ um rund 45 % über denjenigen des „schlechtesten“ CCS-Kraftwerks.
- Der erhöhte Brennstoffmehraufwand der CO_2-Abtrennung und Speicherung führt zu einer proportionalen Verschlechterung der Bilanz in den anderen Wirkungskategorien der Life Cycle Analyse (Belastung durch Sommersmog, Eutrophierung, Versauerung von Böden und Gewässern, Partikelausstoß und Krebsrisiko).
- Im Verhältnis zu CCS-Kraftwerken schneiden vergleichbare Großanlagen aus dem Bereich Erneuerbare Energien (z.B. solarthermische Kraftwerke, Offshore-Windenergieanlagen) über die gesamte Prozesskette betrachtet in allen Wirkungskategorien deutlich besser ab.

Weitere ökologische Bewertungsfaktoren von CCS

- Neben der direkten oder indirekten (z.B. durch erhöhten Brennstoffaufwand induzierten) Beeinflussung des Landschaftsbildes und den negativen Folgen des erhöhten Transportaufkommens (von CO_2 und zusätzlichen Brennstoffen), ergeben sich die größten sonstigen ökologischen Auswirkungen durch eine potenzielle ungeplante Freisetzung des eingespeicherten CO_2 bzw. die direkte Beeinflussung der Speicherumgebung durch das eingelagerte CO_2 über den Zeitverlauf.
- Die verschiedenen CO_2-Speicheroptionen unterscheiden sich zum Teil erheblich voneinander in Bezug auf ökologische und sicherheitstechnische Aspekte. Geologische Speicher (z.B. saline Aquifere) gelten zwar als vergleichsweise langzeitstabil, jedoch bestehen noch erhebliche Unsicherheiten bezüglich des unterirdischen Ausbreitungsverhaltens des CO_2 und der damit verbundenen Folgen.
- Die Auswirkung der CO_2-Speicherung auf die marinen Ökosysteme ist noch weitgehend unerforscht. Die erwartbaren Risiken sind aber derart groß, dass sich für die meisten Länder eine weitere Beschäftigung mit diesem Speicherpfad ausschließt.

Ökonomischer Vergleich von CCS und erneuerbaren Energietechnologien

- Mit Blick auf die Stromgestehungskosten ist bei einem Vergleich zwischen CCS und erneuerbaren Energien ein genereller struktureller Unterschied zu beachten. Während in beiden Technologiebereichen noch deutliche bis sehr deutliche Kostendegressions- und Lerneffekte zu erwarten sind, werden diese bei CCS durch im Trend weitere Brennstoffpreissteigerungen überlagert. Dies wirkt sich bei CCS-Kraftwerken auf Erdgasbasis spürbar und bei CCS-Kraftwerken auf Kohlebasis relativ gering aus.
- Aus heutiger Sicht kann davon ausgegangen werden, dass sich mit der Einführung von CCS bereits viel früher eine Konkurrenzfähigkeit zwischen erneuerbaren Energien und der fossilen Stromerzeugung einstellen wird. Schon im Jahr 2020, dem Jahr der voraussichtlich frühesten kommerziellen Verfügbarkeit der CCS-Technologie, dürften eine Reihe von erneuerbaren Energietechnologien zu vergleichbaren oder günstigeren Konditionen Strom anbieten können als dies über fossile Kraftwerke der Fall ist. Längerfristig haben erneuerbare Energien wegen der Unabhängigkeit von Brennstoffpreisschwankungen in jedem Fall erhebliche Vorteile.
- Bei der Wasserstoffbereitstellung ist dagegen auf absehbare Zeit nicht zu erwarten, dass Wasserstoff aus erneuerbaren Energien mit dem fossilen Produktionspfad (unter Einschluss von CCS) wird konkurrieren können. Unabhängig davon dürfte Wasserstoff energiewirtschaftlich schon aufgrund der generell hohen Kosten und den mit seiner Einführung verbundenen erheblichen infrastrukturellen Herausforderungen erst in einigen Dekaden eine Bedeutung zu kommen.

Die Rolle von CCS im deutschen Energieversorgungssystem

- Als Hauptstrategieelement einer Klimaschutzstrategie - entsprechend Szenario CCSMAX - stößt CCS an strukturelle und potenzialseitige Grenzen. Der mit 2020 angenommene früheste Einsatzzeitpunkt der CCS-Technologien kommt für die gerade angelaufene erste Welle des Kraftwerksersatzprogramms zu spät. Er erzwingt im Zeitraum bis 2050 extrem hohe Zuwachsraten für CCS-Anlagen und einen rasanten Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur.
- Die Umsetzung der Energieeinsparpotenziale und der sukzessive weitere Ausbau erneuerbarer Energien ist dagegen deutlich schneller zu realisieren und zudem (speziell die Energieeinsparung) volkswirtschaftlich sinnvoll zu erreichen und mit hohen Innovationsimpulsen für das Erschließen der wachsenden globalen Märkte verbunden. Deutliche Effizienzsteigerungen und der weitere Ausbau erneuerbarer Energien sind vor diesem Hintergrund eine unbedingte Voraussetzung für einen wirksamen Klimaschutz.
- Gleichzeitig bietet diese Zeitspanne die Möglichkeit, die Entwicklungs- und Kostensenkungspotenziale von CCS-Technologien gründlich und ohne massiven Zeitdruck auszuloten. Auf der anderen Seite könnte die sukzessive Einführung von CCS (Verfügbarkeit geeigneter langzeitstabiler Speicher vorausgesetzt) als begleitendes Element helfen, die dauerhaft erforderlichen Impulse für weitere Effizienzsteigerungen und einen erweiterten Ausbau der erneuerbaren Energien leichter durchzuhalten. Vor diesem Hintergrund kann CCS als Brückenfunktion zum Aufbau einer regenerativen Energiewirtschaft eine signifikante Bedeutung zukommen.

- Es ist sicherzustellen, dass Maßnahmen zum Aufbau einer CCS Infrastruktur kompatibel sind mit dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien und dauerhafte strukturelle Festlegungen ebenso vermieden werden wie Nutzungskonkurrenzen (z.B. zur geothermischen Energiebereitstellung).

Anforderungen für die erfolgreiche internationale Umsetzung von CCS

- Auf globaler Ebene könnte CCS einen spürbaren Beitrag zur Einhaltung ambitionierter Klimaschutzziele leisten. Unter plausiblen Annahmen könnte CCS auch zur Absenkung der volkswirtschaftlichen Kosten des Klimaschutzes beitragen. Die Stabilisierung der CO_2-Konzentration in der Atmosphäre bei 450 ppm scheint unter Einbeziehung von CCS bei vertretbaren ökonomischen Wachstumsverlusten möglich. Dies gilt insbesondere, wenn Investitionen in alternativ notwendige Anpassungsmaßnahmen an den drohenden Klimawandel berücksichtigt werden.
- CCS kann auch international eine „Brückenfunktion“ zukommen, um ein emissionsfreies Energiesystem zu verwirklichen. Diese Brückenfunktion kann CCS nur dann erfüllen, wenn die Technik rechtzeitig für einen großskaligen Einsatz zur Verfügung steht und die Kosten für die fossilen Energieträger gleichermaßen nicht zu stark ansteigen.
- Die Einführung von CCS im großen Maßstab setzt voraus, dass ein institutioneller Rahmen (möglichst auf internationaler Ebene) implementiert wird, der eine sinnvolle Regulierung der Verantwortung für Risiken aus CCS vornimmt (unter Berücksichtigung des Haftungs- und Verursacherprinzips) und beteiligten Akteuren einen Anreiz bietet, die Sicherheit der Speicherung zu gewährleisten.
- Für die Gestaltung eines solchen institutionellen Rahmens existieren erste plausible Vorschläge (z.B. Carbon Sequestration Bonds), die eine Einbettung in das bestehende Klimaschutzregime erlauben und durch den Einsatz von Marktinstrumenten die Öffentlichkeit in die Entscheidung über den Einsatz von CCS einbeziehen.
- Weiterer Forschungsbedarf, aber auch politischer Entscheidungsbedarf, besteht bei der Entwicklung und Diskussion des institutionellen Rahmens, insbesondere der Einbindung in die Mechanismen der Klimarahmenkonvention, der Gestaltung von Haftungsmechanismen und der Implementierung ordnungsrechtlicher Schranken zur Begrenzung lokaler Risiken durch CCS.
- Für anstehende internationale Klimaschutzverhandlungen könnte CCS die Chancen verbessern, weitere Staaten (z.B. USA, China) zur Übernahme fester Emissionsverpflichtungen zu bewegen, ermöglicht es diesen doch an gewohnten Strukturen und der heimischen Primärenergiebasis festzuhalten.
- CCS kann letztlich schon aus potentialseitigen Gründen (begrenzte Speicherpotenziale und Endlichkeit fossiler Energieressourcen) auch auf globaler Ebene den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien und die deutliche Steigerung der Energieeffizienz nicht ersetzen. CCS kann aber unter bestimmten Bedingungen den zur Verfügung stehenden Zeitrahmen für den notwendigen Umbau des Energiesystems bei gleichzeitigem Erreichen engagierter Klimaschutzziele verlängern helfen.

Zusammenfassung

Hintergrund und Einführung

In den vergangenen Jahren hat die Diskussion über die CO_2-Abtrennung und Speicherung (engl. Carbon Capture and Storage: CCS) vor dem Hintergrund der Erreichung der angestrebten Klimaschutzziele national wie global stark an Bedeutung gewonnen. Dies gilt umso mehr, als sich im Zuge stark steigender Gas- und Ölpreise und der sich zuspitzenden Debatte um die Energieversorgungssicherheit das energiewirtschaftliche Gewicht in Richtung einer stärkeren Kohlenutzung verschiebt. So basiert rund 60% der Kraftwerksleistung der aktuell bekannten Kraftwerksplanungen in Deutschland (je nach Quelle werden für das anstehende Kraftwerksersatzprogramm geplante Investitionen mit einer elektrischen Gesamtleistung von 18 bis 25 GW genannt) auf dem Energieträger Kohle.

Die Technologie der CO_2-Abtrennung ist nicht neu. Sie wird im industriellen Maßstab genutzt und kommt auch bei der Förderung von Erdöl (z.B. im Rahmen des so genannten Enhanced Oil Recovery zur Erhöhung der Ausbeutrate von Erdölfeldern) oder der Aufbereitung von Erdgas (Abtrennung des Begleitgases CO_2) heute schon kommerziell zum Einsatz. Für den Einsatz im Kraftwerksbereich oder für eine zentrale Wasserstoffbereitstellung mit in der Regel deutlich größeren Mengenströmen sind aber noch zahlreiche Fragen offen. Dies gilt auf verschiedenster Ebene auch für den Bereich des Transportes, der Ausgestaltungsmöglichkeiten einer CO_2-Infrastruktur und der Speicherung. In Demonstrationsanlagen (z.B. Vattenfall Demokraftwerk Schwarze Pumpe auf Basis des Oxyfuel Prozesses: Inbetriebnahme 2008) und ersten halbkommerziellen Testanlagen (Planungen der RWE Power AG bis zum Jahr 2014 ein Kohlekraftwerk mit integrierter Vergasung und CO_2-Abscheidung und Speicherung im Leistungsbereich von oberhalb 400 MW_{el} zu errichten) sollen maßgebliche Fortschritte bei der Weiterentwicklung der Technologie im Kraftwerksmaßstab erreicht werden.

Die bisher in diesem Themenbereich vorliegenden Untersuchungen beschäftigen sich vorwiegend mit der technischen Machbarkeit des Konzepts der CO_2-Abtrennung und Speicherung. Eine detaillierte Auseinandersetzung mit den ökologischen, ökonomischen und sozialen Auswirkungen über die gesamte Prozesskette (z. B. Energiebilanz, kumulierte Energieaufwendungen, Umweltwirkungen, Rohstoffeinsatz, Risiken, Kosten), wie sie für andere neue Energietechnologien – insbesondere die regenerativen Energien – heute selbstverständlich ist, liegt bisher nicht vor. Erst danach kann entschieden werden, wie umweltentlastend diese Technologieoption wirklich ist, welche Vorzüge oder Nachteile sie gegenüber regenerativen Energien besitzt und welchen Beitrag sie zu einer nachhaltigen Wirtschaftsstruktur leisten kann. Die Einbeziehung der CO_2-Abtrennung und Speicherung in die fossile Prozesskette ermöglicht dabei zum ersten mal einen (aus klimapolitischer Sicht) „Vergleich auf gleicher Augenhöhe“ mit den regenerativen Energieträgern. Auf diesem Vergleich, der auf Basis eines umfangreichen Kriterienrasters durchgeführt wird, liegt der Fokus der durchgeführten Untersuchung. Dem Vergleich liegen folgende Leitfragen zugrunde:

- Wie sehen denkbare Pfade für die CO_2-Abtrennung und Speicherung aus (Technologien, Infrastrukturen) und wie sind sie auf der Zeitachse einzuordnen (Entwicklungszeiträume)?

- Wie stellt sich die Gesamtlebenszyklusbilanz dieser Prozessketten dar und wie ist diesbezüglich die CO_2-arme fossile Stromerzeugung im Vergleich zu anderen CO_2-freien Optionen (insbesondere den regenerativen Energien) zu werten?

- Welche Rolle kann die CO_2-Abtrennung und Speicherung für den Klimaschutz im Vergleich zu anderen relevanten Optionen und wann leisten (systematischer Vergleich auf der Basis signifikanter Kriterien wie Kosten, Zeitfenster, ökologische Restriktionen etc.)?

- Welche Rolle kann die CO_2-Abtrennung und Speicherung als mögliche Brücke in ein regeneratives Energiesystem auf nationaler respektive internationaler Ebene spielen?

Treibende Kräfte und Haltung relevanter Gruppen zur CO_2-Abtrennung und -Speicherung

Für die Entwicklung von Technologien zur Abtrennung, den Transport sowie der Speicherung von CO_2 sind unterschiedliche Beweggründe maßgeblich. Neben dem Klimaschutz als der entscheidenden Motivation spielen auch Fragen der Versorgungssicherheit, technologische Aspekte, zum Teil aber auch bereits handfeste kommerzielle Gesichtspunkte (z.B. in Ländern mit einer CO_2-Steuer wie Norwegen, Maßnahmen im Bereich des Enhanced Oil Recovery) eine entscheidende Rolle. Von besonderer Bedeutung ist die Technologie für die Weiterentwicklung der internationalen Klimaschutzabkommen. So gehören zu ihren Befürwortern vor allem auch jene Staaten, die bisher im internationalen Klimaschutzprozess eine eher ablehnende bzw. abwartende Haltung einnehmen, wie die USA. Die Weiterentwicklung von CCS hat die USA auch als wesentliche Aufgabe in die Asian Pacific Partnership (APP) eingebracht, die als eher Technologie orientiertes Klimaschutzabkommen einen Gegenpol zum Kyoto-Protokoll darstellt.

Auf internationaler Ebene ist die CO_2-Abtrennung und Speicherung nicht zuletzt deswegen Thema verschiedenster Netzwerke. Dies gilt z.B. für das Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF), welches 2003 auf Initiative der USA gegründet wurde.

Die Haltung der gesellschaftlichen Akteure gegenüber der für sie meist neuen Technologie CO_2-Abtrennung und Speicherung ist durchaus unterschiedlich. Die deutschen Nichtregierungsorganisationen (NRO) im Umwelt- und Naturschutzbereich stimmen teilweise in ihren Einschätzungen und Forderungen gegenüber CCS überein. Übereinstimmende Positionen sind:

- die Speicherung von CO_2 in Ökosysteme – namentlich Ozeane – wird abgelehnt,
- die Langzeitstabilität der Speichersystem ist nachvollziehbar nachzuweisen und zu garantieren,
- zum jetzigen Zeitpunkt (Stand Oktober 2006) sind keine ausgesprochenen „Anti-CO_2-Entsorgungs“-Kampangnen geplant,

- Regenerative Energien und die rationellere Energienutzung sind der CO_2-Speicherung vorzuziehen und deren Umsetzung zu forcieren.

Eine darüber hinausgehende einheitliche Positionierung auch im internationalen Umfeld besteht nicht. Die deutschen NRO stehen der Speicherung von CO_2 im internationalen Vergleich aber generell eher etwas skeptischer gegenüber.

Auch die Haltung der politischen Parteien gegenüber der Technologie ist nicht einheitlich. Die Einstellungen reichen von der Erwartung, dass CO_2-arme fossile Kraftwerke einen „wesentlichen Eckpfeiler“ der Energiepolitik darstellen (CDU), über die Forderung nach einer koordinierten Forschungsoffensive (SPD) bis hin zu einer klaren Ablehnung (Die Linke).

Das Bundesministerium für Wirtschaft BMWi unterstützt die Abtrennung und Speicherung von Kohlendioxid mit dem Forschungsprogramm COORETEC. Dieses breit angelegte Forschungsprogramm soll die Grundlage dafür schaffen, den ab dem Jahr 2010 anstehenden Ersatz- und Neubaubedarf im fossilen Kraftwerkssektor auf hohem technischem Niveau durchführen zu können. Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit BMU sowie das Umweltbundesamt UBA sehen noch viele offene Fragen hinsichtlich einer sicheren, langfristigen, sozialverträglichen sowie ökologisch und ökonomisch vertretbaren CCS-Anwendung. Das UBA spiegelt in einer ausführlichen Betrachtung die CO_2-Abtrennung und Speicherung an Nachhaltigkeitskriterien und kommt zu dem Ergebnis, dass es sich bei CCS um eine nicht-nachhaltige Technologie handelt, sondern diese allenfalls eine Übergangslösung darstellen kann.

Die Abtrennung und Deponierung von Kohlendioxid bewertet der Nachhaltigkeitsrat in seinem Positionspapier als eine mögliche wichtige Brücke „ins Zeitalter der regenerativen Energieversorgung“. Hierfür sollten in hocheffizienten Kraftwerken Technologien zur CO_2-Abtrennung integriert werden, allerdings nur unter Gesichtspunkten der Wirtschaftlichkeit. Der Wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderung (WBGU) hat dezidiert Stellung zur Speicherung von Kohlendioxid bezogen. Er spricht in diesem Zusammenhang von einer „End-of-Pipe-Technologie“, die einen Beitrag zum Klimaschutz für begrenzte Zeit leisten kann. Als Speicherungsoptionen abgelehnt werden die Einbringung in die Ozeane (ökologische Bedenken), terrestrische Senken/Biomasse (mangelnde Erweiterbarkeit) und saline Aquifere (keine Gewährleistung von Sicherheit und Langfristigkeit). Ausgeförderte Öl- und Gasfelder sowie Salzkavernen wären vorübergehend nutzbar, allerdings nur, wenn eine hinreichende Rückhaltezeit gewährleistet werden kann. Bezüglich der Speicherdauer fordert der WBGU eine sichere Verwahrung von mindestens 1.000 Jahren. Die Speicherung unterhalb des Meeresbodens hält der WBGU nur unter bestimmten Bedingungen für zulässig. Der Rat von Sachverständigen für Umweltfragen SRU beurteilt die Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid als möglicherweise zu teuer im Vergleich mit anderen Vermeidungsoptionen. Für den anstehenden Aus- und Neubau des Kraftwerksparks komme diese Technik zudem möglicherweise zu spät.

Die Industrieverbände stehen der Langfristoption CCS durchaus positiv gegenüber, treten jedoch prioritär für eine weitere Steigerung der Wirkungsgrade des Kraftwerksprozesses als Beitrag zum Klimaschutz ein. Für die Öl- und Gasindustrie ergeben sich aus der CO_2-Rückhaltung wie bereits erwähnt heute schon Anknüpfungsmöglichkeiten.

Verfahren der CO_2-Abtrennung

Die Betrachtung der Rückhaltung und Speicherung von Kohlendioxid bei der Nutzung fossiler Energieträger beschränkte sich im Rahmen der Untersuchung auf den Bereich der Stromerzeugung in Kraftwerken#was ist mit der Wasserstoffherstellung?#, wo besonders große Mengen CO_2 zentral (d.h. punktförmig) emittiert werden. Im Hinblick auf eine CO_2-Minderung beim Einsatz fossiler Brennstoffe standen bisher die Technologien zur Effizienzsteigerung an erster Stelle des Interesses. Durch den zeitnahen Einsatz dieser Technologien konnte in den letzten Jahrzehnten trotz verstärkter Umweltauflagen (die zum Teil zu einem Brennstoffmehrbedarf geführt haben) eine kontinuierliche Steigerung des Kraftwerkswirkungsgrades erzielt werden. Für Braunkohlekraftwerke liegt das heute realisierbare Wirkungsgradniveau bei 43%, für Steinkohlekraftwerke bei 46%, bei Gaskraftwerken lassen sich sogar Wirkungsgrade von 58% erreichen. Aus thermodynamischen und materialtechnischen Gründen kann dieser Trend nicht beliebig fortgesetzt werden. Eine weitere signifikante CO_2-Minderung bei der fossilen Stromerzeugung erfordert deshalb den Einsatz von heute im wesentlichen bekannten CO_2-Abscheidetechniken oder den Übergang auf innovative, neue Kraftwerkskonzepte (z.B. chemical looping combustion), die eine CO_2-Abscheidung einschließen.

CO_2-Abscheidetechniken dürften eher mittelfristig zur Verfügung stehen (ein großtechnischer Einsatz ist kaum vor dem Jahr 2020 zu erwarten), während die Entwicklung von innovativen, neuen Kraftwerkskonzepten eher langfristig zu sehen ist. Nachteilig wirkt sich für die CO_2-Abscheidung der hohe Eigenbedarf aus, der zu einer signifikanten Wirkungsgradminderung führt (um teilweise 10%-Punkte und mehr) und das heute erreichte Wirkungsgradniveau wieder deutlich absenken wird. Die CO_2-Abtrennung führt zudem zu einer signifikanten Erhöhung der Stromgestehungskosten und bringt einen erheblichen zusätzlichen Brennstoffverbrauch mit sich, der auch logistisch zu beachten ist. Die kostenseitigen Aufwändungen für die CO_2-Abtrennung am Kraftwerk, die die Zusatzkosten der CO_2-Abtrennung und Speicherung dominieren, schwanken derzeit zwischen 30 und 60 €/t CO_2. Ziel verschiedener Forschungs-, Demonstrations- und Pilotvorhaben ist die Kosten signifikant zu senken, so dass für die gesamte Prozesskette (d.h. inkl. Transport und Speicherung) Zusatzkosten von unter 20 €/t CO_2 resultieren.

Abbildung 1: Maßnahmen und Ziele der CO_2-Minderung im Kraftwerksbereich

Aus heutiger (technologischer) Sicht kommen kurz- bis mittelfristig drei Optionen zur CO_2-Abtrennung in Betracht: Die Rauchgaswäsche gilt als vermutlich adäquate Option für die Nachrüstung, insbesondere wenn es gelingt, über neue Waschmittel den Energieaufwand zu verringern. Für den Einsatz der Integrierten Kohlevergasung (IGCC-Technik) ist es erforderlich, dass die heute für den Kraftwerksprozess noch unzureichende Verfügbarkeit signifikant verbessert werden kann. Für das Oxyfuel-Verfahren kommt es darauf an, durch das gerade gestartete Demonstrationsvorhaben wesentliche Erfahrungen zu sammeln und in die Praxis erfolgreich umzusetzen.

Die Technik der **Abtrennung von CO_2 aus den Rauchgasen** (Abtrennung *nach* der Verbrennung / **Post Combustion**) konventioneller Kraftwerke ist heute grundsätzlich verfügbar, es fehlt allerdings noch die Demonstration im kommerziellen Kraftwerksmaßstab. Auf Dauer wird sich diese Technik wahrscheinlich nicht durchsetzen können, wenn es nicht zu einer deutlichen Verringerung des erforderlichen Eigenbedarfs kommt.

Die **CO_2-Abtrennung *vor* der Verbrennung in Kohle- oder Gaskraftwerken mit integrierter Vergasung (IGCC und NGCC Kraftwerken / Pre Combustion)** ist im Vergleich zur CO_2-Rauchgasabscheidung aus heutiger Sicht das günstigere Verfahren. Hier ist die großtechnische Demonstration der nächste Schritt. Die IGCC-Technik ohne CO_2-Abtrennung ist mittlerweile in einigen Anlagen erprobt (z.B. Buggenum in den Niederlanden und Puertollano in Spanien). Zur Implementierung der CO_2-Abtrennung besteht Verbesserungs- und Entwicklungsbedarf hinsichtlich der Verfügbarkeit von Einzelkomponenten (z.B. Wasserstoffturbine).

Mit dem Bau eines IGCC-Kraftwerk mit CO_2-Abtrennung im Kraftwerksmaßstab bis zum Jahr 2014 will RWE Power den Einstieg in diese Technologie vollziehen.

Das **Oxyfuel-Verfahren** (d.h. die Verbrennung mit Sauerstoff) bietet derzeit die besten Voraussetzungen für die CO_2-Abtrennung hinsichtlich der erreichbaren Gesamtprozesswirkungsgrade und ggf. auch der resultierenden Kosten, da es weitgehend auf Komponenten der klassischen Kraftwerkstechnik basiert. Eine genaue Bewertung ist zurzeit noch nicht möglich, da sich das Verfahren erst am Anfang der Demonstrationsphase befindet. Das Energieunternehmen Vattenfall errichtet derzeit am Standort Schwarze Pumpe im brandenburgischen Spremberg die weltweit erste Pilotanlage für die Braunkohleverbrennung nach dem Oxyfuel-Verfahren. Die Vattenfall-Pilotanlage mit einer Leistung von 30 MW (thermisch) wird zu Forschungs- und Entwicklungszwecken eingesetzt mit dem Ziel, die neue Technologie zur Marktreife zu führen. Sie soll nach einer etwa dreijährigen Bauzeit 2008 in Betrieb gehen. Das CO_2 wird zunächst nicht gespeichert – entsprechende Konzepte (z. B. Transportoptionen) werden aber untersucht.

Ob Techniken zur CO_2-Abscheidung beim Ersatz deutscher Kraftwerke relevant werden, hängt von den politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ab. Aufgrund bisher fehlender Anreize ist auch die Nachrüstung bestehender Kraftwerke mit einer CO_2-Abtrennung bisher nicht relevant. Zur Vorbereitung auf perspektivische Entwicklungen kann es bei der Errichtung von neuen Kraftwerken evtl. sinnvoll sein diese „capture ready“ (vorbereitet für die Nachrüstung einer CO_2-Abtrennung) auszuführen. Eine entsprechende Diskussion darüber ist im Gang.

Restriktiv auf die Umsetzung einer CO_2-Abtrennung und Speicherung kann sich der Platzbedarf für die zusätzlichen Komponenten auswirken. Wesentlicher Standortfaktor ist zudem die Anbindung an geeignete Speicher- und Transportinfrastrukturen.

Verfahren für den CO_2-Transport

Wegen der bei CCS auftretenden erheblichen Transportmengen steht bei der Standortanalyse von Quellen und Senken im Vordergrund, die Transportentfernungen und den Transportaufwand auf das nötige Minimum zu reduzieren. Fallstudien zeigen, dass die spezifischen Kosten für den Transport von Fall zu Fall ganz erheblich voneinander abweichen können. Auch wenn die Kosten des Transportes im Vergleich zur CO_2-Abtrennung am Kraftwerk gering erscheinen, wird der Aspekt der Kosteneffizienz von CCS-induzierten Transporten in Standortplanungen neuer Quellen einfließen müssen.

Teil der Standortanalyse ist neben der Transportentfernung zunächst die generelle Zugänglichkeit für CCS-Transporte geeigneter Infrastrukturen der verschiedenen Verkehrsträger. Wo immer Kapazitäten bereits vorhandener massenleistungsfähiger Verkehrswege und Umschlagseinrichtungen genutzt werden können, bestehen Potenziale zur Absenkung der Transportkosten.

Aus energetischer, ökonomischer und ökologischer Sicht kommen für einen CCS-Transport in großem Maßstab lediglich die Pipeline (onshore und ggf. offshore) sowie große Schiffstanker (je nach Standortbedingungen Binnenschiff bzw. Seeschiff für offshore Speicherung) als relevante Optionen in Betracht. Vorteil der Pipeline ist, dass sie kontinuierlich und in sehr großen Mengen CO_2 relativ umweltverträglich und zu akzeptablen Kosten transportieren kann. Der Aufbau einer CO_2-Pipeline-Infrastruktur ist jedoch zeitintensiv und würde mit einer

erheblichen Kapitalbindung einhergehen, die nur bei einer langfristigen Nutzungsdauer (> 20 bis 30 Jahre) gerechtfertigt ist. Schiffe sind dagegen flexibler einsetzbar und schneller verfügbar, benötigen allerdings Zwischenspeicher sowie eine Lade- und Entladeinfrastruktur. Bei Binnenschiffen kommt die beschränkte Nutzbarkeit in Zeiten von Niedrigwasserständen hinzu. Sattelschlepper- und Eisenbahntransport von CO_2 kommen ausschließlich für kleine Mengen in Frage und dürften daher wohl nur für die Demonstrations- und die Einstiegsphase relevant sein.

Aufgrund der hohen Vorleistungen kommt der zeitlichen Abstimmung bei der Projektierung, Genehmigung und Errichtung von Kraftwerken, Pipelines und CO_2-Speichern eine besondere Bedeutung zu. Für den Aufbau einer CO_2-Infrastruktur ist daher eine vorausschauende Planung und Abstimmung der unterschiedlichen Akteure notwendig.

Tabelle 1 Eignung der verschiedenen Verkehrsträger für den CO_2-Transport und deren Charakteristik

Verkehrsträger	Kapazität	Zeitliche Verfügbarkeit	Kosten Euro/t (250 km)	Infrastruktur Quelle / Senke	Bemerkungen
Seeschiff	< 50 Mt/a	Ja	< 1	Fast nie gegeben	Erfordert meist multimodalen Transport
Binnenschiff	< 10 Mt/a	Saisonal beschränkt (Hoch- u. Niedrigwasser)	rd. 1	Teilweise gegeben	Binnenschiffe nicht seetüchtig, zeitliche Beschränkungen
Pipeline	< 100 Mt/a	Ja	rd. 1,5 fkt.(Durchm.)	Fast immer Neubau (hohe Investitionen)	25 Jahre Nutzungsdauer, höhere Kosten in Ballungsräumen
Eisenbahn	< 1,2 Mt/a	Ja	rd. 5	Überwiegend gegeben	Lärm
Lkw	< 0,5 Mt/a	Winterlich beschränkt, Staus	rd. 25	Immer gegeben	Kosten, Lärm u. Emissionen, Akzeptanz, zeitliche Beschränkung

Im Gegensatz zu den Rohrleitungstransporten liegen beim CO_2-Transport per Schiff bisher noch kaum Erfahrungen vor. Da CO_2 ähnliche Stoffeigenschaften wie LPG (Liquified Petroleum Gas) aufweist, sind allerdings z.T. Erfahrungen aus dem LPG-Transport auf den CO_2-Transport übertragbar. Für beide genannten Transportoptionen ist eine Gaskonditionierung erforderlich, um CO_2 in möglichst dichter Form (flüssig oder in überkritischem Zustand) transportieren zu können. Bei Pipelines ist eine Konditionierung auf hohen Druck (ca. 80 bis 120 bar) und bei Tankern auf sehr tiefe Temperaturen bei Umgebungsdruck (Tieftemperatur-Tanker) bzw. auf Temperaturen unterhalb Normaltemperatur bei einem Druck oberhalb Normaldruck (Hybrid-Tanker) notwendig.

Sowohl Gaskonditionierung als auch der CO_2-Transport benötigen einen nicht vernachlässigbaren Energieaufwand, i.d.R. Elektrizität für die Kompression und/oder für Kühlenergie: Für die CO_2-Verdichtung sind beim gegenwärtigen Stand als Äquivalent dafür rund 2,0 Prozentpunkte (bei Gaskraftwerken) bis 3,5 Prozentpunkte (bei Kohlekraftwerken) an Wirkungsgradverlusten im Kraftwerk anzusetzen. Dieser zusätzliche Energiebedarf induziert

zusätzliche CO_2-Emissionen. Beim CO_2-Transport variieren die Angaben über (energiebedingte) zusätzliche CO_2-Emissionen sehr stark, insbesondere in Abhängigkeit von Transportentfernung und -kapazität. Hier werden (energiebedingte) zusätzliche CO_2-Emissionen pro 1.000 km von 1 bis 4 % beim Schiffstransport bzw. 1 bis 2 % pro 1.000 km beim Transport durch Rohrleitungen erwartet.

Die Bandbreite der Kostenabschätzung für den CO_2-Transport per Pipeline oder Schiff liegt - in Abhängigkeit von Transportmittel, -entfernung und -kapazität - bei etwa 1 bis 10 €/t im Mittel und hat einen Kostenanteil von ca. 10 % bezogen auf die Gesamtkosten einer CCS-Prozesskette (bestehend aus Abscheidung, Verdichtung, Transport und Speicherung).

Bereits heute ist der Transport von Energieträgern (Öl, Ölprodukte und Kohle) für große Anteile am gesamten deutschen Güterverkehr verantwortlich. Durch eine großmaßstäbliche Einführung von CCS würde sich dieses Transportaufkommen – induziert durch den Abtransport des CO_2 und durch den Antransport zusätzlicher Kohlemengen – in nicht unerheblichem Maße erhöhen.

Statistiken zur Sicherheit bestehender CO_2-Rohrleitungen (insbesondere in den USA) zeigen ein geringeres Leckagerisiko als bei Erdgas- oder Gefahrgut-Leitungen, dennoch ist soweit möglich eine Trassenauswahl entfernt von dicht besiedelten Gebieten aus Sicherheitsgründen geboten. In besiedelten Gebieten sind eine Leckage- und eine Überdruck-Sicherung erforderlich. Wenngleich das relative Risiko beim Schiffstransport ebenfalls überschaubar ist, würde durch einen großmaßstäblichen Einsatz von CCS-Tankern das absolute Risiko von Schiffskollisionen und Tankerunglücken zunehmen.

Verfahren und Potenziale der CO_2-Speicherung

Grundsätzlich kann CO_2 in unterschiedlicher Form der Atmosphäre entzogen werden. Dabei ist zu unterscheiden zwischen der technischen bzw. chemischen Verwertung (z.B. Kohlensäureproduktion, Trockeneisherstellung, Rohstoff für Polymerchemie), der Speicherung in geologischen Formationen, der Bindung von CO_2 im marinen Umfeld in direkter (z.B. Einlagerung in der Tiefsee) bzw. indirekter Form (z.B. Algenbildung) und dem Entzug von CO_2 aus der Atmosphäre durch den gezielten Anbau von Biomasse (z.B. Waldaufforstung). Darüber hinausgehend werden (vor allem in den USA) Verfahren der Bindung von CO_2 an Silikaten diskutiert (Mineralisierung), die sich noch am Anfang der Entwicklung befinden und zudem mit einem hohen Energieaufwand und hohen zu deponierenden Stoffmengen verbunden sind.

Nachfolgende Abbildung gibt eine Übersicht über die derzeit weltweit laufenden Speicherprojekte.

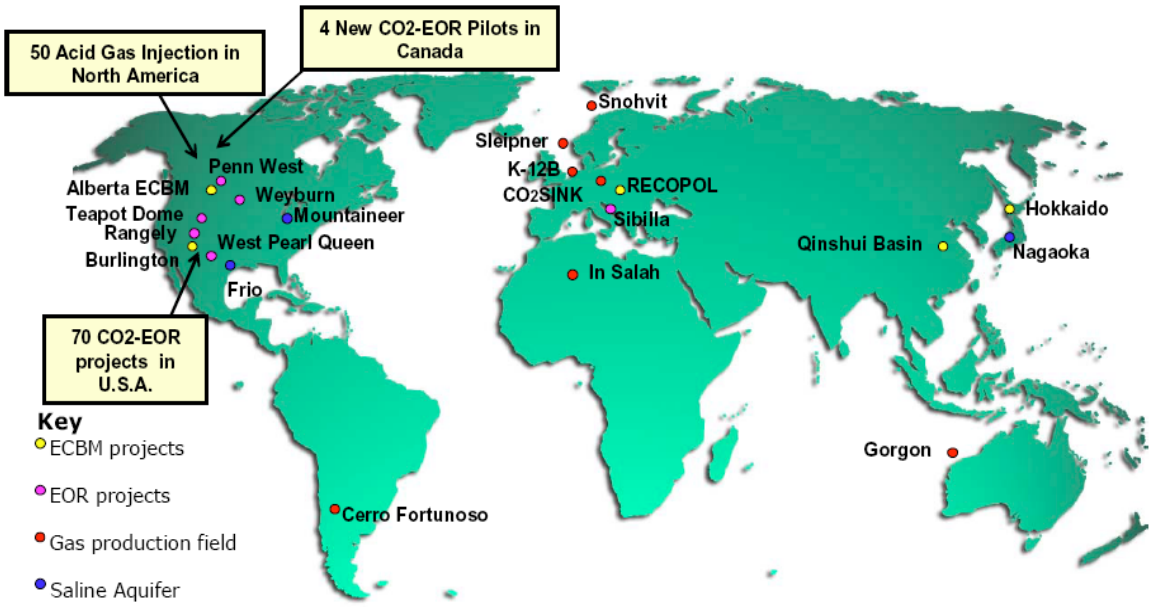


Abbildung 2: Weltweit laufende Projekte zur CO_2-Speicherung (Quelle: IEA Datenbank)

Die Speichermöglichkeiten von CO_2 sind aus unterschiedlichen Gründen und wegen zu beachtenden Restriktionen sowohl global als auch national natürlicherweise begrenzt. Über die Höhe der vorliegenden Potenziale liegen aufgrund vielfacher Unsicherheiten derzeit sehr unterschiedliche Einschätzungen vor. Dies gilt gleichermaßen für die grundsätzliche Eignung der jeweiligen Speicheroptionen, bei der letztendlich nur eine „Fall zu Fall“ - Betrachtung aussagekräftige Ergebnisse liefern kann.

Weltweit wird die Bandbreite der Speicherpotenziale aktuellen Abschätzungen zufolge auf zwischen 476 und 5.880 Gt CO_2 (bei einer wahrscheinlichen Schätzung von 1.660 Gt CO_2) beziffert. Im Vergleich dazu lag der globale CO_2-Ausstoß im Jahr 2005 bei 27,3 Gt CO_2. Dies zeigt, dass die Potenziale durchaus beachtlich sind, eine dauerhafte Lösung des Klimaproblems mit der CO_2-Speicherung aber auch nicht zu erreichen ist. In der folgenden Tabelle werden die Speicheroptionen für Deutschland nach ausgewählten Kriterien bewertet und die Speicherpotenziale beziffert.

Tabelle 2 Bewertung geologischer Speicheroptionen in Deutschland anhand ausgewählter Kriterien

Option	Kapazität in [Gt]	Langzeit-stabilität	Kosten*	Stand der Technik	Nutzungs-konflikte	Allgemeine Risiken
Ausgeförderte Gasfelder	+ 2,3- 2,5**	+	+	+ (+)	-	+
Tiefe saline Aquifere	+ + 12-28**	+	- -	+	-	(+)
Tiefe Kohleflöze	+ (+) 3,7-16,7	+	- -	-	-	-
Ausgeförderte Ölfelder	- - 0,11	+	+ +	+ +	-	+
Salzkavernen	- -	- -	k. A.	+	- -	- -

	0,04					
Stillgelegte Kohlebergwerke	+ 0,78	- -	- -	- -	- -	-

* Die Kostenbewertung beinhaltet nur die Speicherkosten ohne Abscheidung, Verdichtung und Transport (nach ECOFYS 2004, BGR, eigene Ergänzungen)

** Zahlen nach May et al 2006

Bewertungshinweise:

- - Kriterium wird negativ/bzw. als sehr problematisch eingestuft
- noch grundsätzliche Schwierigkeiten bestehen, sind aber ggf. lösbar
+ gute Bewertung bzw. geringe Hindernisse
+ + sehr gute Bewertung
() Klammern geben Unsicherheiten an, bzw. müssen hier Einzelfallprüfungen stattfinden

Nach den vorliegenden Erkenntnissen beträgt das Speicherpotenzial in Deutschland grundsätzlich zwischen 19 und 48 Gt CO_2. Der größte Anteil und angesichts der zahlreichen noch offenen Fragen bei der Speicherung in tiefen Kohleflözen (z.B. hinreichende Permeabilität) wichtigste Anteil bezieht sich dabei auf tiefe salinare Aquifere ergänzt um die eher begrenzten Möglichkeiten der Speicherung in leer geförderten Gasfeldern. Rein rechnerisch ermittelt sich bei einer Fokussierung auf die beiden letzt genannten Speicheroptionen[1] bezogen auf die punktförmigen CO_2-Emissionen in Deutschland (Stand 2005: 393 Mt/a) und unter Berücksichtigung eines durchschnittlichen Energiemehrbedarfs von 30% eine statische Reichweite zwischen 28 und 60 Jahren.

Prinzipiell kann die Speicherung von CO_2 in geologische Strukturen mittels vieler bereits in der Öl- und Gasindustrie sowie bei der Deposition von flüssigen Abfallstoffen angewandter Verfahren und technologischer Prozessschritte erfolgen. Bohr- und Injektionsverfahren, Computersimulationen über die Verteilung des Gases im Reservoir und Monitoringmethoden müssen aber den speziellen Anforderungen der CO_2-Speicherung angepasst werden. Hier ist noch erheblicher F&E-Aufwand zu leisten. In Deutschland sollen mit dem von der EU geförderten Projekt CO2SINK die Erkenntnisse über das Verhalten von CO_2 in Untergrundspeichern und dessen Kontrollierbarkeit signifikant verbessert werden.

Kriterien für eine systematische Bewertung der CO_2-Abtrennung und Speicherung

Die systematische Bewertung und der Vergleich der CCS-Technologie mit anderen Technologiepfaden wie Energieeffizienz und regenerativen Energien erfordert einen umfassenden Kriterienkatalog. Die hier angewandten Kriterien lassen sich nach folgenden Aspekten kategorisieren:

- Ökologische Kriterien
    - Umweltwirkungen gemäß Ökobilanz

[1] In Summe weisen diese ein Potenzial von 14,3 bis 30,5 Gt CO_2 auf.

  - Energetische Effizienz
  - Sonstige Umweltauswirkungen, ökologische Restriktionen und Folgen sowie Risiken (direkt und indirekt)
- Ökonomische Kriterien
  - Gestehungskosten und CO_2-Vermeidungskosten (spezifische Investitionskosten, resultierende Strom- bzw. Wasserstoffproduktionskosten)
- Sonstige energiewirtschaftliche Kriterien
  - Einsatzzeitfenster (mögliche Einsatzzeitpunkte) und Marktreife bzw. noch erforderliche F+E-Aufwändungen
  - Kompatibilität mit dem Kraftwerksersatzbedarf
  - Akzeptanz
  - (Technologische) Impulse für den weltweiten Klimaschutz
  - Industriepolitische Chancen
  - Übertragbarkeit auf Entwicklungsländer (im deutschen Rahmen nicht relevant)
  - Kompatibilität mit der bestehenden Struktur bzw. möglichen zukünftigen Entwicklungslinien
  - Kompatibilität mit anderen Klimaschutzstrategien (dezentrale Optionen)
  - Auswirkungen auf Importabhängigkeit
  - Sicherheitspolitische Implikationen

Vergleichende Ökobilanzen

Für die ökologische Bewertung von ausgewählten Systemkonfigurationen wird das Verfahren der Ökobilanzierung (Life Cycle Assessment, LCA) nach ISO 14.040ff angewendet. In einem systemübergreifenden Ansatz werden dabei die Stoff- und Energieflüsse, die die Herstellung einer Kilowattstunde Strom oder Wasserstoff verursachen, bilanziert und ihre Wirkung auf die Umwelt berechnet.

Für die ***Stromerzeugung*** werden auf fossiler Seite die Umweltwirkungen der drei Abscheiderouten Post Combustion (Braun- und Steinkohle-Dampfkraftwerk sowie Erdgas-GuD), Pre Combustion (Steinkohle-IGCC-Kraftwerk) und Sauerstoff-Verbrennung (Oxyfuel-Steinkohlekraftwerk) bilanziert. 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 Anlagen (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. Folgende zentralen Schlussfolgerungen können gezogen werden:

Die in der Diskussion über CCS in der Regel angegebenen hohen CO_2-Minderungsraten durch Abscheidung des CO_2 von 88% und mehr beziehen sich nur auf die CO_2-Emissionen und zudem nur auf den direkten Kraftwerksbetrieb. Geht man dagegen von einer ganzheitli-

chen Betrachtung aus, fallen fünf Prozent der CO_2-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 Erdgas-Vorkette. Beides zusammen hat zur Folge, dass die CO_2-Emissionen bei einem Abscheidegrad von 88 % nicht ebenfalls um 88 %, sondern bei einer ganzheitlichen Betrachtung lediglich um 72-79 % reduziert werden können. Vor diesem Hintergrund ist die Bezeichnung „CO_2-freies“ Kraftwerk irreführend; treffender ist die Bezeichnung „CO_2-arm“, selbst wenn in der Zukunft der Abscheidegrad am Kraftwerk noch weiter erhöht werden kann.

Ferner ist zu berücksichtigen, dass mit Blick auf den Klimaschutz nicht nur die CO_2-Emissionen, sondern generell die Treibhausgas-Emissionen reduziert werden müssen. So sieht das Kyoto-Protokoll für Deutschland eine Verminderung einer Palette von insgesamt sechs Treibhausgasen (und nicht nur der CO_2-Emissionen) um 21 % bis zum Jahr 2012 vor. Berechnet man die Auswirkungen der CO_2-Abscheidung auf die Treibhausgas-Emissionen, so zeigt sich, dass diese nur unterproportional reduziert werden können. Bei einem CO_2-Abscheidegrad von z.B. 88 % können die Treibhausgase insgesamt um 65-68 % 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 bei den getroffenen Annahmen überproportional hoch auf den Treibhauseffekt aus. Verbesserungen in der Vorkette (z.B. durch Erfassung und Nutzung des Grubengases) könnten sich stark Ergebnis verbessernd auswirken.

Die folgende Abbildung zeigt dies im Vergleich zu den hier ausgewählten Technologien aus dem Bereich Erneuerbare Energien, deren Belastung aus der Vorkette dagegen sehr gering ist .

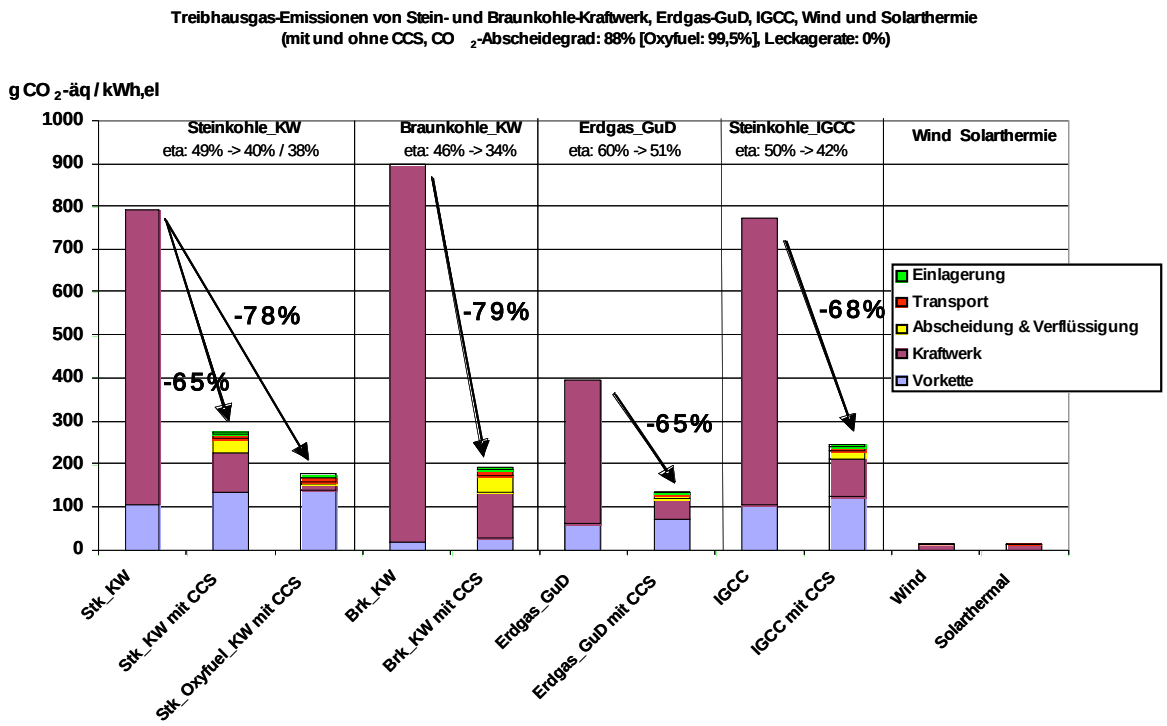


Abbildung 3: Life Cyle Analyse von CCS-Anlagen im Vergleich zu ausgewählten Anlagen aus dem Bereich Erneuerbare Energien (Treibhausgasbilanz)

Bei der ganzheitlichen Betrachtung relativiert sich damit der erreichbare Minderungseffekt durch CCS-Kraftwerke. Das aus Klimaschutzsicht „beste“ Kraftwerk ohne CCS (Erdgas-GuD) weist mit knapp 400 g CO_2-Äquivalenten pro kWh nur um 45 % höhere Emissionen auf als das „schlechteste“ Kraftwerk mit CCS.

Von allen betrachteten fossilen Kraftwerken schneidet unter den getroffenen Annahmen die Sauerstoff-Verbrennung bei der Treibhausgasbilanz am günstigsten ab. Der Grund liegt in der fast hundertprozentigen Abtrennung des CO_2 mittels der physikalischen Abscheidung. Dadurch sind Netto-Minderungsraten der CO_2-Emissionen von 90 % und der Treibhausgas-Emissionen von 78 % möglich.

Ingesamt erfordert die CO_2-Abscheidung je nach Verfahren einen zusätzlichen Energieverbrauch von 23 bis 40 %. Dieser höhere Energieverbrauch macht sich in verschiedenen Wirkungskategorien der Life Cycle Analyse direkt proportional bemerkbar. Dies gilt z.B. für die Belastung durch Sommersmog, Eutrophierung und Versauerung von Böden und Gewässern, den Partikelausstoß und das Krebsrisiko. Neben dem direkten Energieverbrauch sind hieran auch andere Materialien wie die Herstellung der Lösemittel (MEA) beteiligt. Die folgende Abbildung zeigt dies am Beispiel des modellierten Braunkohlekraftwerks:

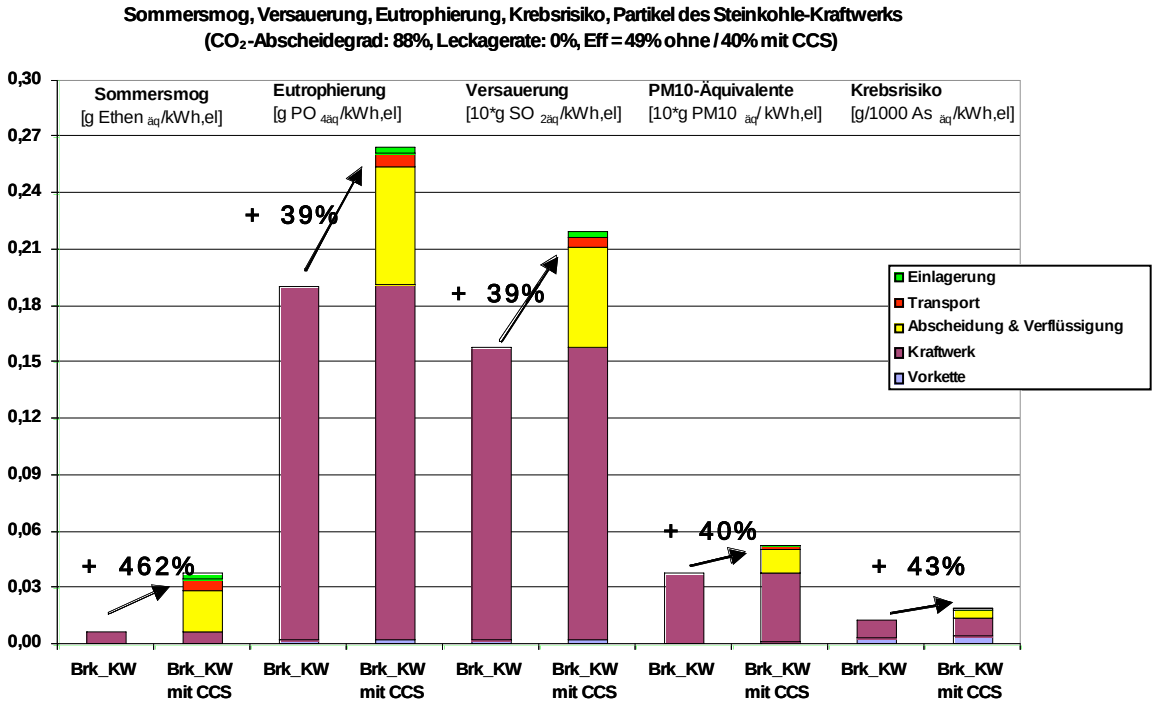


Abbildung 4: Life Cyle Analyse von CCS-Anlagen im Vergleich zu ausgewählten Anlagen aus dem Bereich erneuerbare Energien (weitere Schadstoffkategorien)

In der Vergleichsanalyse weisen die betrachteten regenerativen Energieoptionen deutlich günstigere Werte auf als die fossilen Kraftwerke mit CO_2-Abtrennung. Solarthermisch erzeugter Strom sowie Strom aus Windkraftanlagen verursachen - inklusive Stromtransport - nur 2 bis 3 % der CO_2-Emissionen, Treibhausgase und kumulierten Energieverbrauch der fossilen Kraftwerke. Aber auch bei den weiteren Wirkungskategorien bleiben die regenerativen Werte noch erheblich unter denjenigen der fossilen CCS-Anlagen.

Bei der ***Wasserstofferzeugung*** werden in der Untersuchung die Umweltwirkungen der Dampfreformierung aus Erdgas sowie der Kohlevergasung berechnet. Als Standort der Anlagen wird wiederum das Ruhrgebiet gewählt. Die regenerative Wasserstofferzeugung wird über die Elektrolyse modelliert, die - wie bei der Stromerzeugung - mit Strom aus solarthermischen Anlagen 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. Folgende zentralen Schlussfolgerungen können gezogen werden:

Ebenso wie bei den Kraftwerken kann auch beim Wasserstoff nicht von einer „CO_2-freien“ Herstellung gesprochen werden; treffender wäre auch hier die Bezeichnung „CO_2-armer“ Wasserstoff. Bei einem Abscheidegrad von 88 % (Steinkohle-Vergasung) können die CO_2-Emissionen unter Berücksichtigung der Vorkette nur um 81 % reduziert werden.

Bei der Erdgas-Dampfreformierung sind aus heutiger Sicht nur Reduktionsraten von 39 bzw. 52 % (CO_2-Emissionen) sowie von 36 bzw. 49 % (Treibhausgas-Emissionen) möglich, wenn unterstellt wird, dass nur die CO_2-Emissionen aus dem Synthesegas mit vertretbarem Aufwand abgetrennt werden können, aus energetischen Gründen nicht jedoch diejenigen, die bei der Erdgasverbrennung für die Prozesswärmebereitstellung anfallen.

Weitere ökologische Bewertungsfaktoren von CCS

Nicht alle ökologischen Bewertungskriterien werden über das systematische Vorgehen im Rahmen von Ökobilanzen erfasst. Neben der direkten oder indirekten (z.B. durch erhöhten Brennstoffaufwand induzierten) Beeinflussung des Landschaftsbildes und den negativen Folgen erhöhten Transportaufkommens durch den Aufbau einer CO_2-Infrastruktur ergeben sich die größten Auswirkungen durch eine potenzielle ungeplante Freisetzung des eingespeicherten CO_2 bzw. die direkte Beeinflussung der Speicherumgebung durch das eingelagerte CO_2 über den Zeitverlauf.

Die verschiedenen Speicheroptionen unterscheiden sich zum Teil erheblich voneinander in Bezug auf ökologische und sicherheitstechnische Aspekte. Grundsätzlich besteht bei allen geologischen Speicheroptionen das Risiko von Leckagen. Während die Speicherung in ausgeförderten Öl- und Gasfeldern bzw. die Nutzung bei der Ölproduktion (Enhanced Oil Revocery EOR) als relativ sicher für Mensch und Umwelt scheint, könnte das Einbringen von CO_2 in nicht mehr genutzte Kohleflöze wie im Ruhrgebiet deutlich höhere Risiken bergen. Saline Aquifere gelten als vergleichsweise langzeitstabile Speicher, wenngleich für die Bewegung des CO_2 im Untergrund (Ausbreitungs- und Wirkungsmechanismen) noch erheblicher Untersuchungsbedarf besteht. Diese Strukturen sind bisher in Deutschland nur im Umfeld von Kohlenwasserstofflagerstätten erkundet worden. Es fehlt eine flächendeckende Erfassung und eine Einschätzung ihrer petrophysikalischen Eigenschaften. Die Einbringung von CO_2 führt zur Versauerung des im Aquifer vorhandenen Wassers und kann dann durch seine korrosiven Eigenschaften das umliegende Gestein (vor allem Carbonate) sowie nicht entsprechend abgesicherte Bohrungsverschlüsse verändern.

Ein ökologisches Risiko besteht bei der Option der Nutzung von tiefen (gegenwärtig nicht abbaubaren) Kohleflözen durch ein Entweichen des geförderten Methans, welches ein erheblich höheres Treibhausgaspotential als CO_2 hat (THG-Faktor: 21).

Marine Speicheroptionen sind mit sehr großen Unsicherheiten und Risiken behaftet. Nur in einigen Fällen lassen sich bisher direkte Ursache-Wirkung-Beziehungen nachweisen: so verschiebt eine Versauerung des Meerwassers das Karbonatgleichgewicht, wodurch die Schalen Kalk bildender Organismen dünner werden und sich sogar auflösen können. Dadurch werden Nahrungsketten unterbrochen oder zumindest verändert mit bisher nicht abschätzbaren Folgen. CO_2-Seen auf dem Meeresgrund beeinträchtigen nicht nur die dortigen Ökosysteme. Die Dynamik des Meeresbodens – Hangrutschungen, unterseeische Beben etc. – ist zwar in zahlreichen Aspekten verstanden, aber nichtsdestotrotz unvorhersehbar. Prinzipiell ist festzuhalten, dass die Ozeanspeicherung nicht zu einer dauerhaften Rückhaltung des CO_2 führen würde. Die Lösung von CO_2 in der Wassersäule führt zu einem verzögerten Ausgasen nach spätestens einigen hundert Jahren, wenn die entsprechenden Wassermassen aufgrund der ozeanischen Zirkulation wieder in Kontakt zur Atmosphäre treten. Vor dem Hintergrund der ungeklärten Folgen mariner Speicheroptionen werden diese von den Umweltverbänden strikt abgelehnt und nur noch in wenigen Ländern der Welt überhaupt weiter verfolgt (insbesondere Japan).

Die Fixierung von CO_2 in Biomasse durch Aufforstung wie den Anbau von Monokulturen schließlich bringt vielfältige ökologische Probleme mit sich. Hervorzuheben ist bei dieser Art der Speicherung der Umstand, dass es sich nur um eine Zwischenspeicherung mit verzögerter Freigabe handelt. Über einen Zeitraum von mehreren Generationen betrachtet wird kein absoluter Reduzierungseffekt erzielt. Monokulturen verdrängen zudem andere Pflanzen und verändern Biotope.

Auch der Bau und der Einsatz Technologien zur Nutzung regenerativer Energiequellen, z. B. die Errichtung von Windkraftanlagen oder der Bau von Wasserkraftanlagen und solarthermischen Kraftwerken, kann mit im Einzelfall erheblichen ökologischen Folgen und einer Beeinträchtigung des Landschaftsbildes verbunden sein. Innerhalb eines von Nachhaltigkeitsgrundsätzen geleiteten Gesellschafts- und Energiesystems muss entsprechend die Entscheidung getroffen werden, welche Eingriffe für Mensch, Umwelt und Natur zumutbar sind und welche es zu vermeiden gilt. Während die Folgewirkungen der Nutzung regenerativen Energien weitgehend verstanden und transparent sind, wird die Entscheidungsfindung in Hinblick auf CCS durch die aus heutiger Sicht noch zahlreichen Unsicherheiten und offenen Fragen erschwert.

Ökonomischer Vergleich von CCS und regenerativen Energietechnologien

Kann die Rückhaltung von CO_2-Emissionen in fossil gefeuerten Kraftwerken und ihre Speicherung erfolgreich demonstriert werden, so kann auf der Basis kommerziell einsatzfähiger CCS-Kraftwerke im Jahr 2020 von Stromgestehungskosten frei Kraftwerk zwischen 6,5 und 7 ct/kWh ausgegangen werden (Zinssatz 10%/a). Längerfristig zu erwartende Brennstoffpreissteigerungen lassen eine weitere Steigerung auf Kosten zwischen 7 ct/kWh (Kohle) und 8 ct/kWh (Erdgas) bis 2040 wahrscheinlich werden. Bei Kohlekraftwerken dürften die brennstoffseitigen Preiseffekte durch weitere technische Fortschritte weitgehend kompensiert werden können. Für das Jahr 2020 sind sind entsprechend der angestellten Berechnungen CO_2-Vermeidungskosten zwischen 35 und 50 €/t CO_2 ermittelt worden, wenn als Referenzkraftwerk dasselbe Kraftwerk ohne CCS angenommen wird, wobei Kohlekraftwerke eher beim unteren, Erdgaskraftwerke eher beim oberen Wert liegen. Dies ist weniger als die heute angegebene Kostenbandbreite und unterstellt bereits signifikante Lernerfolge, liegt aber

dennoch deutlich oberhalb der von der Energiewirtschaft anvisierten Kosten von rund 20 €/t CO_2.

Regenerative Energien, die heute – geht man von einem repräsentativen Mix aus - noch mittlere Stromgestehungskosten von ca. 13 bis 14 ct/kWh (ebenfalls Zinssatz 10%/a) aufweisen, können bis 2020 ebenfalls dieses Kostenniveau erreichen, wenn ihre weitere Markteinführung mit ähnlicher Geschwindigkeit wie bisher erfolgt. Eine weitere globale Steigerung der Marktpenetration und Lerneffekte lassen für den weiteren Zeitverlauf bei den regenerativen Energien noch signifikante Kostendegressionen erwarten, so dass um 2050 das Kostenniveau der Stromerzeugung aus regenerativen Energien in dem betrachteten charakteristischen Mix bei 6 ct/kWh liegen könnte. Einzelne Technologien könnten Stromkosten von ca. 4 ct/kWh erreichen, wenn die Lernkurve über eine kontinuierliche Ausweitung globaler Märkte weiter genutzt wird (vgl. Abbildung 5).

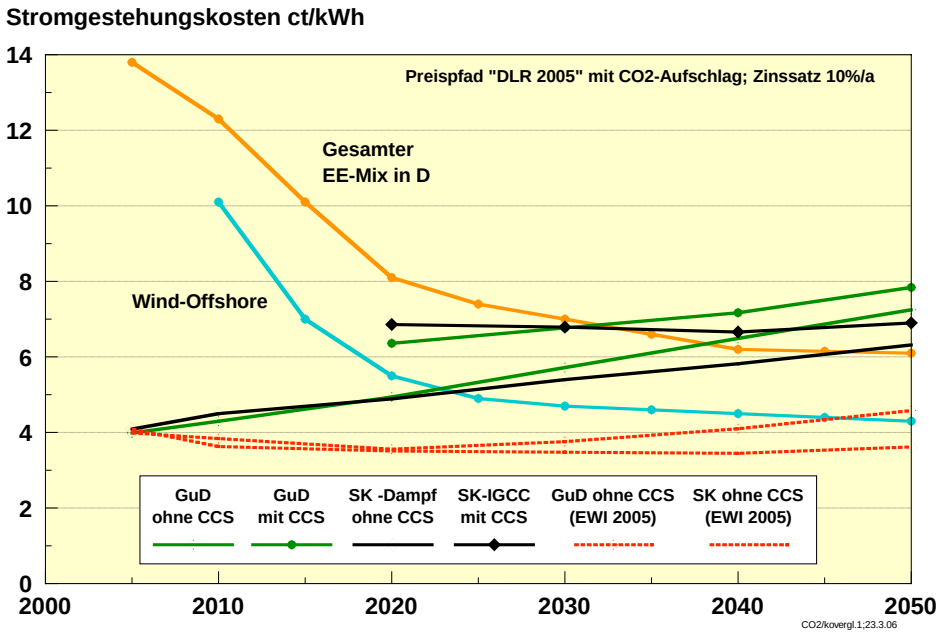


Abbildung 5: Verlauf der Stromgestehungskosten (Neuanlagen) erneuerbarer Energien, konventioneller Gas- und Steinkohlekraftwerke ohne und mit CCS. Brennstoffpreise nach Energiepreispfad „DLR 2005“ und für konventionelle KW ohne CCS zum Vergleich nach Preispfad „EWI 2005“.

Bleibt die Ausbaudynamik von regenerativen Energien im Stromsektor hoch, wie es in verschiedenen Szenarien, die einen Umstieg auf eine klimaverträgliche Energieversorgung auf der Basis einer kombinierten Forcierung des Ausbaus erneuerbarer Energien und der Energieeffizienz beschreiben (z.B. Szenario Naturschutzplus), so dürften einzelne Technologien (z.B. Wind offshore) zum Zeitpunkt der potenziellen Inbetriebnahme von ersten CCS-Kraftwerken bereits günstigere Stromgestehungskonditionen erwarten lassen und diesen Vorteil im Zeitverlauf weiter vergrößern können. Wesentliche Kostensenkungseffekte kommen dabei durch die globalen Markteffekte, so dass selbst bei einem weniger dynamischen Wachstum der regenerativen Energien in Deutschland noch eine Kostengleichheit von CCS und einzelnen regenerativen Energien zu erwarten ist. Nur bei sehr geringen Brennstoffpreissteigerungen oder über die abgeschätzten Effekte hinaus gehende Kostensenkung in der CCS-Prozesskette stellt sich die Situation für CCS-Anlagen günstiger dar. Hierdurch wird der generelle Effekt zwar nicht aufgehoben, die relative Konkurrenzfähigkeit der regenerativen Energien auf der Zeitachse aber nach hinten verschoben.

Aus ökonomischer Sicht besteht daher den getroffene Annahmen zufolge kein zwingender Anreiz, CCS-Technologien dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung vorzuziehen. Sie stellen aber auch keine prohibitiv teure Technologie dar und können bei erfolgreicher Kommerzialisierung und geeigneten Rahmenbedingungen (günstige und langzeitstabile Speicheroptionen, gute infrastrukturelle Voraussetzungen, kostengünstige Kohle) in einigen Regionen Teil einer zukünftigen Stromerzeugung werden.

Ein ökonomischer Vergleich CO_2-armer (CCS-Wasserstoff) und weitgehend CO_2-freier (Wasserstoff aus regenerativen Energien) Optionen für die Wasserstoffbereitstellung fällt für die fossile Option günstiger aus. Wasserstoff aus der Kohlevergasung mit Rückhaltung von CO_2 wird um 2020 mit ca.12,5 €/GJ (oberer Heizwert, frei Anlage) gut doppelt so teuer sein wie heutiger Wasserstoff aus der Erdgasreformierung. Mit weiteren Brennstoffpreissteigerungen ergeben sich bis 2050 Kosten um etwa 14 €/GJ. Nur elektrolytischer Wasserstoff mit Strom aus kostengünstiger Wasserkraft kann damit konkurrieren, die verfügbaren Potenziale dafür sind jedoch gering. Für elektrolytischen Wasserstoff aus Wind oder Solarstrom können erst längerfristig Kosten um 16 – 18 €/GJ erwartet werden, um 2020 dürften die Kosten bei 19 – 20 €/GJ liegen. Wasserstoffkosten werden mittelfristig stets um mindestens das Zweifache über den Kosten von Erdgas liegen. Wasserstoff als Energieträger wird aus ökonomischen Gesichtspunkten daher nicht vor 2030 zum Einsatz kommen. Unabhängig von der Art seiner Herstellung dürfte Wasserstoff in energiewirtschaftlich relevanten Mengen nicht zuletzt aufgrund der mit seiner Einführung verbundenen erheblichen infrastrukturellen Herausforderungen erst in einigen Dekaden eine energiewirtschaftliche Bedeutung erlangen.

Die Rolle von CCS im deutschen Energieversorgungssystem

Im Rahmen dieses Projektes sind für die Analyse der energiewirtschaftlichen Rolle von CCS im Vergleich zu regenerativen Energien drei unterschiedliche Szenarien für die zukünftige Energieversorgung Deutschland entwickelt worden. In allen Szenarien werden die energiebedingten CO_2-Emissionen bis 2050 auf 240 Mio. t/a reduziert, was gegenüber 1990 einer Minderung von rund 75% entspricht. Die **Szenarien** gehen dabei von folgenden Prämissen aus:

- CCS als Hauptelement einer Klimaschutzstrategie mit „maximalem“ Einsatz von CCS-Technologien im Rahmen einer sonst (Energieverbrauch, Ausbau von regenerativen Energien) weitgehend trendgemäßen Entwicklung (Kurzbezeichnung = **CCSMAX**);

- Fokussierung auf das flächendeckende Ausschöpfen der Energieeffizienzpotenziale und den engagierten Ausbau von Technologien zur Nutzung regenerativer Energien, wie er in den Szenarien „NaturschutzPlus“ für das BMU (nach BMU 2004 und BMU 2005) beschrieben wurde (Kurzbezeichnung = **NATP**). Auf den Einsatz von CCS wird dabei verzichtet;

- CCS als Brücke zum weiteren Ausbau erneuerbarer Energien bei zeitgleich gegenüber der Referenzentwicklung verstärkter aber gegenüber NATP deutlich abgemilderter Effizienzsteigerung und entsprechendem Ausbau erneuerbarer Energien. Beide

Maßnahmen reichen aber zusammen nicht aus, das Klimaschutzziel ohne weitere Maßnahmen allein zu erreichen (Kurzbezeichnung = **BRIDGE**).

Aus der Szenarioanalyse lassen sich verschiedene maßgebliche Erkenntnisse ableiten. Emissionsmindernde Maßnahmen nur im Strombereich reichen danach grundsätzlich nicht aus, um das Klimaschutzziel zu erreichen. Es sind auch ähnlich umfangreiche Maßnahmen in den Sektoren Wärme- und Kraftstoffversorgung erforderlich. Neben dem Ausbau der regenerativen Energien kann die Ausschöpfung der Effizienzpotenziale dazu einen ganz erheblichen Beitrag leisten. Bei umfangreicherer Nutzung fossiler Ressourcen kommt dafür als Alternative grundsätzlich auch die Wasserstoffbereitstellung mittels Steinkohlevergasung unter Abtrennung und Rückhaltung des CO_2 infrage.

Als Hauptstrategieelement einer Klimaschutzstrategie, entsprechend Szenario CCSMAX, stößt CCS an strukturelle und potenzialseitige Grenzen. Der mit 2020 angenommene früheste kommerzielle Einsatzzeitpunkt der CCS-Technologien kommt für die gerade angelaufene erste Welle des Kraftwerksersatzprogramms zu spät. Er erzwingt im Zeitraum bis 2050 extrem hohe Zuwachsraten für CCS-Anlagen und für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur. Die Nachfrage nach Steinkohle steigt mit 5.900 PJ/a in CCSMAX auf das 3-fache des heutigen Beitrags. Wasserstoff wäre im Jahr 2050 mit 47% Anteil an der Endenergie dominierender Energieträger. Die abzuscheidende und zu speichernde CO_2-Menge beläuft sich in 2050 auf jährlich rund 600 Mio. t CO_2/a, (Abbildung 6). Damit sind die möglichen Speicherdauern für CO_2 unter deutschen Verhältnissen auf ein bis zwei Jahrzehnte begrenzt. Da Kostenvorteile der mittels CCS bereitgestellten Endenergien Strom und Wasserstoff gegenüber denen aus regenerativen Energien hergestellten nicht (beim Strom) bzw. nur in geringem Ausmaß (beim Wasserstoff) zu erkennen sind, ist aus wirtschaftlicher Sicht kein entscheidender Anreiz für eine so herausragende Bevorzugung von CCS zu erkennen. Die für einen derartig starken Ausbau von CCS bereits heute erforderlichen hohen Zuwendungen für diese Technologieoption in Form von F+E und Demonstrationsanlagen würde vermutlich eine weitgehende Abwendung von der Förderung von Effizienzstrategien und Ausbaustrategien erneuerbarer Energien verlangen. Eine angesichts der noch vielen offenen Fragen hohe Anforderung stellt auch dar, dass aufgrund der notwendigen Vorlaufzeiten bereits vergleichsweise kurzfristig eine sehr hohe Sicherheit hinsichtlich der ökologischen Verträglichkeit und Langzeitstabilität der potenziellen CO_2-Speicher erreicht werden müsste.

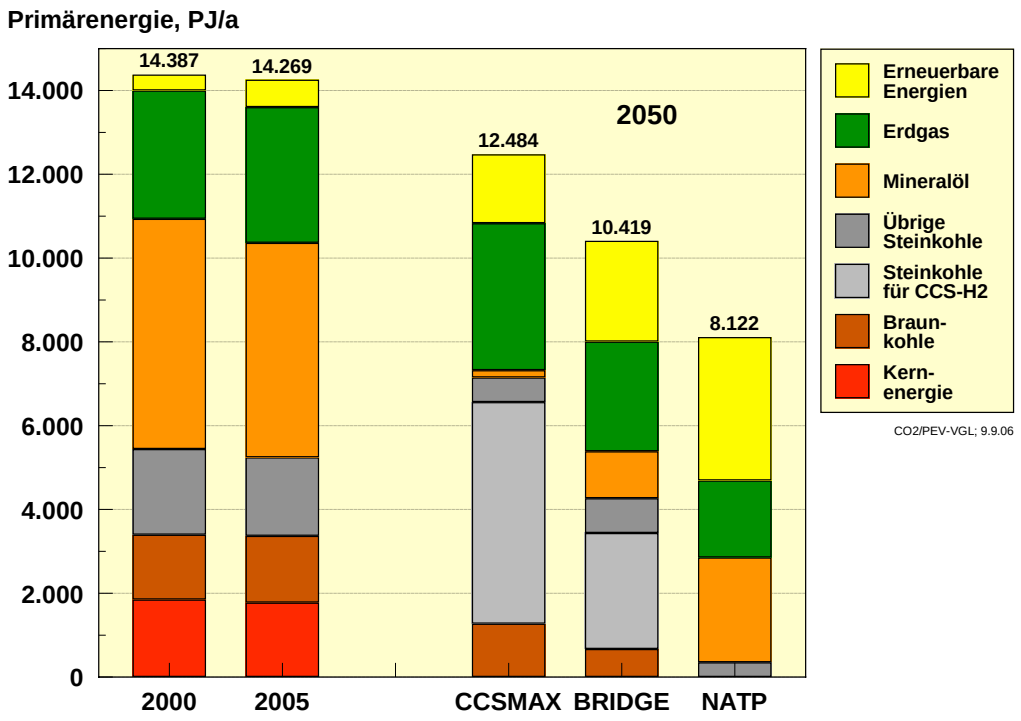


Abbildung 6: Heutige Primärenergiestruktur und Struktur in den Szenarien für das Jahr 2050

Auch eine CCS-Vermeidungstrategie entsprechend Szenario NATP ist heute noch kein „Selbstläufer“. Neben der Beibehaltung des derzeitigen dynamischen Ausbaus erneuerbarer Energien im Strombereich und einer signifikanten Ausweitung im Wärmesektor sind noch beträchtliche zusätzliche energiepolitische Unterstützungsmaßnahmen für deutlich wirksamere Effizienzmaßnahmen in der Nutzung und der Umwandlung von Energie erforderlich, um mit dieser Strategie zeitgerecht das Klimaschutzziel 2050 erreichen zu können. Aufgrund der aber erheblich kurzfristiger (insbesondere Effizienzsteigerung) umsetzbaren Maßnahmen erscheint es zumindest mittelfristig möglich – falls die notwendigen Unterstützungsmaßnahmen rasch greifen – den Umstrukturierungsprozess harmonischer ablaufen zu lassen, als das im obigen Fall möglich wäre. An den Umbau der Infrastrukturen für die Endenergieträger werden keine unzumutbaren Anforderungen gestellt. Diese Strategie ist zudem auf absehbare Zeit volkswirtschaftlich sinnvoller, da ein großer Teil der zu ergreifenden Effizienzmaßnahmen unabhängig von erzeugungsseitigen Maßnahmen die ökonomisch günstigste Option darstellt. Bei einer Einbeziehung externer Kosten, würde sich die gesamtwirtschaftliche Bilanz noch günstiger darstellen, in sofern stellt das Szenario eine „Idealstrategie“ dar. Längerfristig sind aber auch in diesem Szenario erhebliche strukturelle Veränderungen notwendig. Dies gilt sowohl für die zunehmende Netz- und Systemintegration erneuerbarer Energien auf der Stromseite und die Einbeziehung von Stromimportstrukturen (z.B. Strom aus solarthermischen Kraftwerken in Nordafrika) als auch für einen deutlichen Ausbau von Nahwärmenetzen.

Es erscheint aus heutiger Sicht nicht zweckmäßig, beide der o. g. Strategien „mit voller Kraft“ bis 2020 durchzuhalten (Ausbau erneuerbarer Energien und Effizienz wie NATP bis 2020; CCS-Entwicklung wie in CCSMAX), „mit voller Kraft“ bis 2020 parallel durchzuhalten, um dann eine der beiden Optionen weitgehend zu ignorieren. Dies stellt keine sinnvolle Vorge-

hensweise dar, so dass im dritten Szenario diskutiert worden ist, in wie weit beide Strategien miteinander kompatibel in einem Zukunftspfad vereinbar sind.

Bei einer Entwicklung entsprechend Szenario BRIDGE treten auf absehbare Zeit die für das Szenario CCSMAX genannten Grenzen nicht auf. Die Anforderungen an die Einführung von CCS-Technologien und an eine Wasserstoffinfrastruktur sind geringer als in CCSMAX, da bis 2030 die erforderlichen Beiträge dieser Option noch relativ gering sein können. Auch der bis 2050 zu erreichende Ausbauzustand stößt für den Fall, dass sich CCS-Technologien als eine energiewirtschaftlich sinnvolle Option herausstellen, nicht an grundsätzliche Grenzen hinsichtlich erforderlicher Anlagenleistung, Infrastrukturveränderungen und Speicherkapazität.

Eine energiewirtschaftliche Entwicklung entsprechend Szenario BRIDGE kann deshalb als „pragmatische“ Strategie bezeichnet werden. Sie verlangt in jedem Fall noch eine Steigerung der energiepolitischen Anstrengungen in allen genannten Feldern, wenn längerfristig engagierte Klimaschutzziele ernsthaft erreicht werden sollen.Die Einbeziehung der „CCS-Technologie“ als zusätzliche Klimaschutzoption darf aber nicht dazu dienen, in der weiteren Intensivierung der Strategieelemente „Energieeffizienz“ und „regenerative Energien“ nachzulassen. Vielmehr ist erforderlich, diese bis 2020 mindestens soweit zu mobilisieren, dass sie danach weiter „durchstarten“ können, falls sich die CCS-Technologien als energiewirtschaftlich nicht oder nicht in dem gewünschten Umfang als sinnvoll realisierbar herausstellen sollten. Gleichzeitig bietet diese Zeitspanne die Möglichkeit, die Entwicklungs- und Kostenpotenziale von CCS-Technologien gründlich und ohne massiven Zeitdruck auszuloten. Auf der anderen Seite könnte die sukzessive Einführung von CCS (Verfügbarkeit geeigneter langzeitstabiler Speicher vorausgesetzt) als begleitendes Element helfen, die dauerhaft erforderlichen Impulse für weitere Effizienzsteigerungen und einen erweiterten Ausbau der regenerativen Energien leichter durchzuhalten als dies mit den deutlich höheren Anforderung im Szenario NATP möglicherweise der Fall wäre.

Anforderung für die erfolgreiche internationale Umsetung von CCS

Der abschließende Teil der Untersuchung weitet den Betrachtungsrahmen aus und fragt, ob CCS aus globaler Perspektive notwendig ist, um ambitionierte Klimaschutzziele zu erreichen, und wie ein institutioneller Rahmen gestaltet werden kann, der die Risiken von CCS sinnvoll reguliert.

Dabei wird die Rolle von CCS im Kontext anderer technologischer Optionen, d.h. insbesondere dem Ausbau erneuerbarer Energien, mittels einer ökonomischen Szenarienanalyse untersucht. Dafür werden Modelle verwendet, die unter einer vorgegeben Begrenzung der atmosphärischen CO_2-Konzentration die globale gesellschaftliche Wohlfahrt maximieren, indem sie die zeitliche Dynamik des Einsatzes der drei genannten Optionen simulieren und dabei technologische Lerneffekte einbeziehen. Mittels Sensitivitätsanalysen werden zentrale Unsicherheitsfaktoren herausgearbeitet und interpretiert, die einen starken Einfluss auf den Einsatz von CCS und die Kosten des Klimaschutzes haben:

- Lernraten von CCS und erneuerbarer Energien beeinflussen den Verlauf der Kostensenkung der Technologien und damit ihren Einsatz. Je rascher das Kostensenkungspotenzial der erneuerbarer Energien realisiert wird und je langsamer das von CCS zum Tragen kommt, desto weniger wird CCS genutzt werden. Nicht voraussehbare

Entwicklungssprünge und durch Lerneffekte nicht verminderbare Anteile der Kosten in beiden Technologiebereichen können allerdings einen starken Einfluss auf ihre zukünftigen Marktanteile haben.

- Leckage-Raten, die das langsame Entweichen von CO_2 aus Speicherformationen quantifizieren, müssen weit unter 1% pro#weit unter 0,1%!!!# Jahr liegen, damit CCS effizient eingesetzt werden kann.
- Die Diskontrate bestimmt die Gewichtung von Konsum über den Verlauf des Planungshorizonts. Wird durch Wahl einer hohen Diskontrate angenommen, dass der Wohlfahrt in der Gegenwart ein höheres Gewicht eingeräumt und folglich weniger in die regenerativen Energien investiert wird, kommt CCS stärker zum Zuge, und die stärkere Nutzung der regenerativen Energien wird weiter in die Zukunft verlagert. Dies geschieht vor allem dann, wenn die Realisierung von Lernraten in regenerativen Energien hohe Anfangsinvestitionen erfordert.
- Die mit der potenziellen Verknappung fossiler Ressourcen einhergehenden steigenden Extraktions- und Explorationskosten wirken sich deutlich auf die Rolle von CCS aus: Erhöhen sich die Kosten für fossile Energieträger erst relativ spät, wird CCS aufgrund der Attraktivität der fossilen Brennstoffe stark genutzt werden, um das vorgegebene Klimaschutzziel überhaupt erreichen zu können. Unterstellt man dagegen „Peak-Oil“-Szenarien, die von einem raschen Kostenanstieg wegen Verknappung der Ölvorkommen ausgehen, kommt es möglicherweise deutlich früher zu der Substitution verschiedener fossiler Energieträger und damit einem geringeren Bedarf für CCS. In der zeitlichen Dynamik und den Wirkungszusammenhängen sind diese Effekte aber noch nicht vollständig erfasst.
- Die Nutzung von CCS lohnt sich auch dann, wenn sich der Zeitpunkt der Verfügbarkeit der CCS-Technologie für den Einsatz im großen Maßstab um einige Dekaden verzögert. Steht CCS allerdings erst ab 2050 zur Verfügung, nimmt die Menge des gespeicherten CO_2 zur Erreichung der Klimaschutzziele deutlich ab, da es lohnender ist, von Beginn an die regenerativen Energien zu forcieren.

Ergebnis der ökonomischen Szenarienanalyse ist, dass CCS auf globaler Ebene einen spürbaren Beitrag zur Einhaltung ambitionierter Klimaschutzziele leisten kann. CCS kommt eine „Brückenfunktion“ zu, Emissionen in dem Maße zu vermeiden, wie erneuerbare Energien und Effizienzsteigerungen dazu nicht allein in der Lage sind – insofern können sich die technologischen Optionen ergänzen. Außer Frage steht allerdings, dass eine nachhaltige Minderung des Klimawandels im Energiesektor auf Dauer nur durch regenerative Energien und hohe Energieeffizienz erreichbar ist.

Insgesamt könnte durch den Einsatz von CCS die Begrenzung der atmosphärischen CO_2-Konzentration auf unter 450 ppm im Verlauf des 21. Jahrhunderts mit einem relativen Verlust von 0,6% des globalen Bruttosozialprodukts gegenüber dem Business-as-Usual-Pfad erreicht werden, wobei in der Summe ca. 456 GtC eingefangen werden müssten. Diese Ergebnisse sind als plausible mittlere Größenordnung zu verstehen unter Annahme einer Lernrate der regenerativen Energien von 15% und 0,05% Leckage pro Jahr. Der genaue Umfang der kumulierten Speicherung und der Kostenreduktion hängt von der Entwicklung der untersuchten Unsicherheitsfaktoren ab. Es zeigt sich in den Modellrechnungen, dass mit der Kombination beider Maßnahmen (Erneuerbare Energien / Energieeffizienz *und* CCS) die

Erreichung engagierter globaler Klimaschutzziele mit vergleichsweise geringen ökonomischen Wachstumsverlusten möglich ist. Die berechneten Wachstumsverluste relativieren sich weiter, wenn notwendige Investitionen in Anpassungsmaßnahmen an den Klimawandel gegengerechnet werden.

Die Einführung von CCS im großen Maßstab setzt voraus, dass ein institutioneller Rahmen implementiert wird, der die Verantwortung für Risiken aus CCS sinnvoll regelt und Anreize zur Nutzung möglichst sicherer Speicheroptionen bietet.

Die Rechtslage ist national wie international in vielen Details noch ungeklärt und spezielle Rahmenwerke für CCS sind noch zu entwickeln. Die Prinzipien des Umweltrechts fordern den Gesetzgeber dazu auf, angesichts der Langfristigkeit der CO_2-Speicherung geeignete Regelungen für den Umgang mit künftigen Risiken sicherzustellen und dabei zwischen einer Haftung für Schäden durch den Unternehmer und der Letztverantwortung durch den Staat geeignet abzuwägen. Der Überwachung der Speicherstätten und der Definition einer angemessenen Leckage-Rate kommt dabei besondere Bedeutung zu. Wegen der grenzüberschreitenden Auswirkungen von CCS sind internationale Vereinbarungen unabdingbar.

Eine Einbettung von CCS in internationale Klimaschutzvereinbarungen ist – wie in der ökonomischen Analyse gezeigt – sinnvoll: CCS ist allerdings derzeit in den Mechanismen der UN-Klimarahmenkonvention noch nicht verankert. Richtlinien zur Verbuchung der durch CCS eingesparten (und ggfs. wieder entweichenden) Emissionen sind noch nicht implementiert. Dies ist eine wichtige Voraussetzung, um CCS auch in die flexiblen Mechanismen der Klimarahmenkonvention einbeziehen zu können. Mit Bezug auf die Debatte zwischen den beiden grundsätzlichen Herangehensweisen an Klimaschutzvereinbarungen (Cap and trade-System und Technologieprotokoll) könnte CCS mit den noch zu meisternden technologischen Herausforderungen ein Beispiel dafür sein, dass eine Kombination beider Ansätze möglich und sinnvoll erscheint.

Die Regelung der Verantwortung für Risiken aus CCS könnte durch handelbare Carbon Sequestration Bonds geschehen, die vom Unternehmer eines CCS-Projekts zu erwerben sind und bei Leckage anteilig entwertet werden. Das Bond-System bietet Anreize zur effizienten Begrenzung der Schäden durch CO_2-Leckage und bindet die Finanzmärkte und damit auch die Öffentlichkeit (über Investitionsentscheidungen für sichere CCS-Projekte) in die Kontrolle der Risiken mit ein. Einnahmen des Staates aus entwerteten Bonds können für die Förderung erneuerbarer Energien verwendet werden, so dass die Verzögerung ihrer Entwicklung, die aus der Nutzung einer unsicheren Speicheroption resultiert, ausgeglichen wird.

1 Ausgangssituation und Zielsetzung der Untersuchung

Langfristszenarien über die zukünftige Entwicklung des Energiesystems, wie sie in letzter Zeit u. a. für die Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ und das BMU bzw. das Umweltbundesamt entwickelt worden sind, zeigen, dass der Übergang in eine klimaverträgliche Energieversorgung stark zu Lasten des Energieträgers Kohle geht. Andererseits ist Kohle der fossile Energieträger mit den größten globalen Reserven, ist zudem breit regional gestreut und birgt weniger geopolitische Risiken in sich als dies für Erdöl und Erdgas der Fall ist.

Vor diesem Hintergrund drängt sich die Frage auf, wie Kohle zukünftig klimaverträglich eingesetzt werden kann. Neben der Verbesserung der Effizienz der verschiedenen Nutzungsformen von Kohle – in erster Linie betrifft dies die Wirkungsgradsteigerung im Kraftwerksbereich und ihren möglicherweise verstärkten Einsatz in der Kraft-Wärme-Kopplung – kann hierzu auch die Technologie der CO_2-Abtrennung und Speicherung (englisch CCS = Carbon Capture and Storage) beitragen. Ihr erfolgreicher Einsatz könnte es ermöglichen, auf der Basis von Kohle „CO_2-arme“ Endenergieträger bereitzustellen, wobei die Erzeugung von Strom und insbesondere Wasserstoff als universell einsetzbarem und speicherbarem Energieträger von Bedeutung ist. Generell gilt dies natürlich auch für Erdgas und Öl, auch wenn speziell Erdgas aufgrund der geringeren Kohlestoffintensität aus Klimaschutzsicht weniger kritisch zu betrachten ist.

Bezüglich der Möglichkeiten der Abtrennung von CO_2 und vor allem dessen sicherer und langfristiger Speicherung sind aus heutiger Sicht aber noch viele Fragen offen. Dies betrifft nicht nur die überhaupt verfügbaren Potenziale (und deren regionale Verteilung) für die dauerhafte Verbringung von CO_2 in sichere Lagerstätten, sondern auch die hiermit verbundenen Kosten und ökologischen Risiken. Gelingt es, die CO_2-Abtrennung und Speicherung als neue technologische Option zu vertretbaren Kosten und bei ökologisch akzeptablen Auswirkungen zu erschließen, könnte hierdurch ein deutlicher Beitrag für eine (versorgungs-) sichere und klimaverträgliche Energieversorgung geleistet werden.

Die bisher in diesem Themenbereich vorliegenden Untersuchungen beschäftigen sich vorwiegend mit der generellen technischen Machbarkeit des Konzepts. Eine detaillierte Auseinandersetzung mit den ökologischen, ökonomischen und sozialen Auswirkungen über die gesamte Prozesskette (z. B. Energiebilanz, kumulierte Energieaufwendungen, Umweltwirkungen, Rohstoffeinsatz, Risiken, Kosten), wie sie für andere neue Energietechnologien – insbesondere die regenerativen Energien – heute selbstverständlich ist, liegt bisher nicht vor. Erst danach kann entschieden werden, wie umweltentlastend diese Technologieoption wirklich ist, welche Vorzüge oder Nachteile sie gegenüber regenerativen Energien besitzt und welchen Beitrag sie zu einer nachhaltigen Wirtschaftsstruktur liefern kann. Hier liegt der Fokus der durchgeführten Untersuchung.

Besondere Aktualität bekommt dieses Projekt angesichts verschiedener u. a. politischer Initiativen zur Nutzung der sog. “Clean Coal”-Option, umfangreicher Forschungsaktivitäten (in Deutschland insbesondere durch das vom BMWi geförderte COORETEC-Programm) und durch das Umweltbundesamt mit seinen Mitte 2006 veröffentlichten Thesen über die Bewertung von CCS aus Nachhaltigkeitssicht).

Auch immer mehr Forschungsinstitute, Politiker aber auch Nichtregierungsorganisationen (z.B. WWF) sprechen sich für eine Untersuchung und Prüfung der „Clean-Coal“ -Technologie aus (z.B. der WBGU in seinem Bericht „Energiewandel“). Schließlich ist mittlerweile seitens

der Energiewirtschaft eine kleine CCS-Demonstrationsanlage (30 MW_{th}-Kessel der Vattenfall Europe am Standort Schwarze Pumpe) in Betrieb genommen und für das Jahr 2014 die Inbetriebnahme eines ersten kommerziellen Großkraftwerkes mit CO_2-Abscheidung durch RWE Power angekündigt worden.

Die bisher vorliegenden Erkenntnisse zeigen, dass der Einstieg in die CO_2-Abtrennung und Speicherung nur in großtechnischem Maßstab Sinn macht. Die Entscheidung, ob hier ein zukünftiger energiepolitischer Schwerpunkt gesetzt werden soll, muss vor dem Hintergrund der hohen Vorleistungen und der Wechselwirkungen mit anderen Optionen zur Minderung von Treibhausgasen mit großer Sorgfalt und hinreichender Solidität abgeleitet werden. Anerkannt ist heute, dass neue Technologien für eine zukünftige Energieversorgung zahlreichen Kriterien technologischer, struktureller, ökonomischer, ökologischer und sozialer Art genügen müssen, bevor sie als zukunftsfähige Option für eine nachhaltige Energieversorgung gelten können. Im Gegensatz zu früher werden sie daher einem strengen Auslese-prozess unterzogen, bevor ihre Eignung als zukünftige Schlüsseltechnologie feststeht. Neben detaillierten Untersuchungen zu den Potenzialen, zu den zukünftig erzielbaren Kosten einer Technologie sowie ihren möglichen industriepolitischen und sozialen Auswirkungen sind differenzierte Lebenszyklusanalysen des Gesamtsystems bzw. der gesamten Nutzungskette ein geeignetes Instrument, die Brauchbarkeit neuer Technologien vor dem Hintergrund verschiedener Nachhaltigkeitskriterien zu überprüfen. Für die verschiedenen Technologien zur Nutzung regenerativer Energien (REG) als einer wesentlichen weiteren Option zur Vermeidung von Treibhausgasen stehen bereits sehr differenzierte Angaben in dieser Hinsicht zur Verfügung. Auch für zahlreiche Technologien eines effizienteren Umgangs mit Energie (z.B. moderne Kraft-Wärme-Kopplung - KWK) oder der Vermeidung bzw. zumindest deutlichen Verringerung des Energieeinsatzes existieren geeignete Daten für eine solide Einschätzung ihrer Leistungsfähigkeit sowie Umwelt- und Systemverträglichkeit.

Ziel des Projekts ist es daher, die zur Zeit diskutierte Vielfalt von Technologien der CO_2-Abtrennung und –Speicherung auf ihre grundsätzliche Eignung für eine zukünftige Energieversorgung zu prüfen. Aus dem Ergebnis dieser Prüfung sollen mehrere geeignete Referenzsysteme und praxisnahe Systemkonfigurationen zur Bereitstellung von Elektrizität und Wasserstoff abgeleitet und für diese sämtliche relevanten Daten ermittelt werden, die für eine vollständige Einordnung und Bewertung im Rahmen des Leitkonzepts einer zukünftigen nachhaltigen Energieversorgung von Bedeutung sind. Auf dieser Basis können dann sowohl die grundsätzliche Leistungsfähigkeit der vorgeschlagenen Technologien, ihre noch erforderlichen technologischen Entwicklungsschritte und Umweltverträglichkeit abgeleitet werden als auch ein systematischer Vergleich mit anderen Optionen einer klimaverträglichen Energieversorgung - speziell der Nutzung regenerativer Energien - durchgeführt werden. Vor diesem Hintergrund ist auch die Diskussion der möglichen Rolle dieser Option in längerfristigen Szenarien der Energieversorgung erfolgt. Daraus können Hinweise für den zeitlichen Ablauf weiterer Entwicklungsschritte (Infrastrukturaufbau) und für notwendige energiepolitische Grundsatzentscheidungen gewonnen werden. Die hier vorgenommene Untersuchung liefert somit eine differenzierte Datenbasis für die energie- insbesondere aber auch klimapolitische Einordnung der Option der CO_2-Abtrennung und -Speicherung und kann damit einen wichtigen Beitrag für die anstehenden Entscheidungen in dieser Hinsicht leisten.

Zusammenfassend steht die Untersuchung unter folgenden Leitfragen:

- Wie sehen denkbare Pfade für die CO_2-Abtrennung und Speicherung aus (Technologien, Infrastrukturen, Entwicklungszeiträume)?
- Wie stellt sich die Gesamtlebenszyklusbilanz dieser Prozessketten dar und wie ist diesbezüglich die CO_2-arme fossile Stromerzeugung im Vergleich zu anderen CO_2-freien Optionen (insbesondere der regenerativen Energien) zu werten (Vergleich auf gleicher Augenhöhe)?
- Welche Rolle kann die CO_2-Abtrennung und -Speicherung für den Klimaschutz im Vergleich zu anderen relevanten Optionen und wann leisten (systematischer Vergleich auf der Basis signifikanter Kriterien wie Kosten, Zeitfenster, ökologische Restriktionen etc.)?
- Welche Rolle spielt die CO_2-Abtrennung und -Speicherung als mögliche Brücke in ein regeneratives Energiesystem?

Der hier vorliegende Endbericht gliedert sich in **fünf Teilbereiche**:

Im **ersten** Schritt (Einführung und Hintergründe) werden - nach diesen einleitenden Ausführungen - die treibenden Kräfte und die Haltung relevanter Akteure zu CCS untersucht.

Im **zweiten** Teilbereich werden zunächst die technologischen Entwicklungen im Bereich der CO_2-Abtrennung (bei der Stromerzeugung oder der Wasserstoffbereitstellung) einerseits und die Prozessstufen CO_2-Abtrennung, -Transport und -Speicherung andererseits detaillierter betrachtet.

Im **dritten** Schritt erfolgt eine vergleichende Bewertung von CCS mit anderen relevanten Klimaschutztechnologien auf der Basis eines umfassenden Kriterienkataloges. Dabei wird zunächst mit dem Hilfsmittel der Life Cycle Analysis (LCA) eine eingehende vergleichende Analyse der ökologischen Performance der CO_2-Abtrennung und Speicherung im Verhältnis zum weiteren Ausbau erneuerbarer Energien durchgeführt. Gleichermaßen wird eine vertiefende Betrachtung der ökonomischen Parameter vorgenommen. Die Vergleichsanalyse mit den erneuerbaren Energien wird mit Hilfe zusätzlicher Kriterien weiter spezifiziert und ausgeweitet.

Im **vierten** Schritt wird eine eingehende system- und szenarioanalytische Bewertung von CCS zur Analyse der energiewirtschaftlichen Bedeutung aus nationaler Sichtweise angestellt.

Schließlich erfolgt im **fünften** Schritt eine stärker global orientierte Diskussion von CCS, in dem die Anforderungen und Voraussetzungen für eine erfolgreiche internationale Umsetzung dieser Technologie aufgezeigt werden.

In der **zusammenfassenden Betrachtung** wird letztlich der Versuch unternommen, die energie- und klimapolitische Bedeutung einer Einführung von CCS im Verhältnis zu den erneuerbaren Energien zu bewerten.

2 Terminologie

Bevor auf die eigentlichen Inhalte eingegangen wird, erscheint es notwendig, sich mit dem grundsätzlichen begrifflichen Verständnis von CO_2-Abtrennung und Speicherung auseinanderzusetzen.

Zu dem Thema der „CO_2-Trennung und Speicherung" wird sowohl in der deutsch- als auch in der englischsprachigen Literatur eine z.T. uneinheitliche Terminologie verwendet[2]. Die Thematik selber wird häufig unter dem Begriff „emissionsarmer/-freier (Kohle-)Kraftwerke" (engl.: "Clean Coal"[3]) subsumiert. In den nachfolgenden Tabellen ist eine Auswahl von den in der Literatur gebräuchlichen deutschen bzw. englischen Begriffen wiedergegeben. In der ersten Spalte ist jeweils der Oberbegriff für den gesamten Prozess von der CO_2-Abspaltung über Umwandlung und Transport bis hin zur Einspeicherung genannt. Die zweite und dritte Spalte führen Begriffssynonyme für die Einzelprozesse der CO_2-Abtrennung bzw. der CO_2-Einspeicherung auf.

Tab. 2-1 Deutschsprachige Begriffe zum Thema „CO_2-Sequestrierung"

CO_2-Sequestrierung	**CO_2-(Ab-)Trennung**	**CO_2-(Ein-)Speicherung**
CO_2-Trennung und Speicherung	Abspaltung	(End-/Ein-)Lagerung
	Abscheidung	Entsorgung
	Einfangen	Deponierung
	Rückhaltung	Ein-/Verbringung
	Bindung	Einspeisung
		Einleitung
		Injektion
		Verpressung
		Versenkung
		Verklappung

[2] Unter „Sequestrierung" (bzw. engl. „Sequestration") wird z.B. i.d.R. der Gesamtprozess von der Abtrennung über den Transport bis zur Speicherung verstanden. Teilweise ist in der Literatur jedoch mit diesem Begriff nur die CO_2-Abtrennung im Kraftwerk und an anderer Stelle wiederum ausschließlich die Einspeicherung z.B. in eine geologische Lagerstätte gemeint.

[3] Die Begriffe „emissionsfrei", „CO_2-frei" bzw. „clean" sind irreführend, da mit heutiger Technologie nur eine CO_2-Minderung am Kraftwerk von ca. 80 % bis max. 95 % gegenüber konventionellen Kraftwerken möglich ist. Darüber hinaus werden je nach Technologie unvermindert weitere Schadstoffe (SO_2, NO_x, Stäube etc.) ausgestoßen, ggf. wegen des erhöhten Energiebedarfs sogar in größeren Mengen als im Referenzfall.

Tab. 2-2 Englischsprachige Begriffe zum Thema „CO_2-Sequestrierung“

CO_2-Sequestration *(Sequestrierung)*	**Capture** *(Einfangen)*	**Storage** *(Speicherung, Lagerung)*
CCS (Carbon Capture and Storage)	Separation *(Trennung)*	Disposal *(Erledigung, Beseitigung, Entsorgung)*
Carbon Management		Discharge *(Einleitung, Entlassung, Entladung)*
		Injection *(Injektion, Einspritzung)*
		Dumping *(Ablassen, Wegkippen)*
		Removal *(Fortschaffen, Wegschaffen, Beseitigung)*

Dabei ist zu beachten, dass die Begriffe unterschiedlich scharf den jeweiligen Sachverhalt treffen. „Speicherung” meint beispielsweise im strengeren Sinne die temporäre Aufbewahrung von Gegenständen zum Zweck der späteren Entnahme. Dies trifft auf die CO_2-Thematik nur dann zu, wenn die „Einspeicherung” bewusst als eine Zwischenlösung angesehen wird. Abhängig von der Speichertechnologie und somit auch von der Größenordnung der Leckagerate könnte dies dann wiederum eine zutreffende Bezeichnung sein.

Einige in der Spalte „CO_2-Einspeicherung” geführte Begriffe beziehen sich nur auf bestimmte Lagerstätten, z.B. ist mit „Verklappung” oder „Versenkung” das Einbringen und Lagern von CO_2 im Meer gemeint.

Zu beachten ist ferner, dass mit unterschiedlichen Begriffen bereits eine Wertung einhergehen kann. So erscheint beispielsweise der Begriff „Speicherung” eher positiv, der Begriff „Einbringung” neutraler, während der Begriff „Endlagerung” eher negativ besetzt ist. Diese negative Besetzung erfolgt insbesondere wegen der kontroversen Diskussion über die radioaktiven Abfallstoffe aus dem nuklearen Brennstoffkreislauf. Richter (2003) unternimmt vor diesem Hintergrund den Versuch der Einteilung unterschiedlicher Begriffsverwender in die Gruppe der Befürworter und Gegner der „CO_2-Sequestrierung”.

In dem vorliegenden Bericht werden in erster Linie die in den oben aufgeführten Tabellen fett markierten Begriffe

- <u>deutsch</u>: CO_2-Sequestrierung / CO_2-(Ab-)Trennung / CO_2-(Ein-)Speicherung bzw. Rückhaltung
- <u>englisch</u>: CO_2-Sequestration / Capture / Storage

verwendet. Als Abkürzung wird die international übliche englische Version „CCS” (= Carbon Capture and Storage) benutzt.

3 Treibende Kräfte und Haltung relevanter Gruppen zur CO_2-Abtrennung und Speicherung

Die Entwicklung von Technologien für Abtrennung, Transport sowie Speicherung von CO_2 wird von verschiedenen Seiten gefördert bzw. erhält durch unterschiedlichste Ansätze Unterstützung. Zu diesen Ansätzen gehören:

Globaler Treiber Klimaschutz: Im Zusammenhang mit der Notwendigkeit der Minderung der Treibhausgasemissionen, insbesondere von CO_2, erhält CCS auf globaler Ebene deutlich Aufwind. Dies gilt insbesondere aus dem Blickwinkel derjenigen Akteure, die bezweifeln, dass die langfristigen Klimaschutzziele allein bzw. schnell genug mit dem Ausbau regenerativer Energien und einer signifikanten Verbesserung der Energieeffizienz erreicht werden können. CCS könnte aus deren Sicht – sofern eine entsprechende Akzeptanz bei den verschiedenen Akteuren (inklusive der Verbraucher) hergestellt werden könnte – den Handlungsspielraum deutlich ausweiten und den Entwicklungsdruck aus dem Regenerativ/Energieeffizienz-Pfad herausnehmen. Einige Akteure sprechen daher auch von einer „Jokerfunktion“ von CCS. Zu den Befürwortern gehören aber teils auch jene Staaten, die bisher im internationalen Klimaschutzprozess eine eher ablehnende Haltung vertreten. Hier ist in aller erster Linie die USA als ein großer Förderer der CO_2-Abtrennung zu nennen. Eine vom DoE erstellte Roadmap sieht die ersten Pilot- und Demonstrationsanlagen für das Jahr 2018 vor (DoE 2003). CCS wird in den wenigen vorliegenden Klimaschutzszenarien für die USA eine dominierende Rolle eingeräumt. Eine Stabilisierung der Emissionen auf dem heutigen Niveau halten die Experten des DoE nur dann für möglich, wenn überwiegende Anteile an Einsparungen aus der CO_2-Abtrennung und Speicherung resultieren (Abb. 3-1).

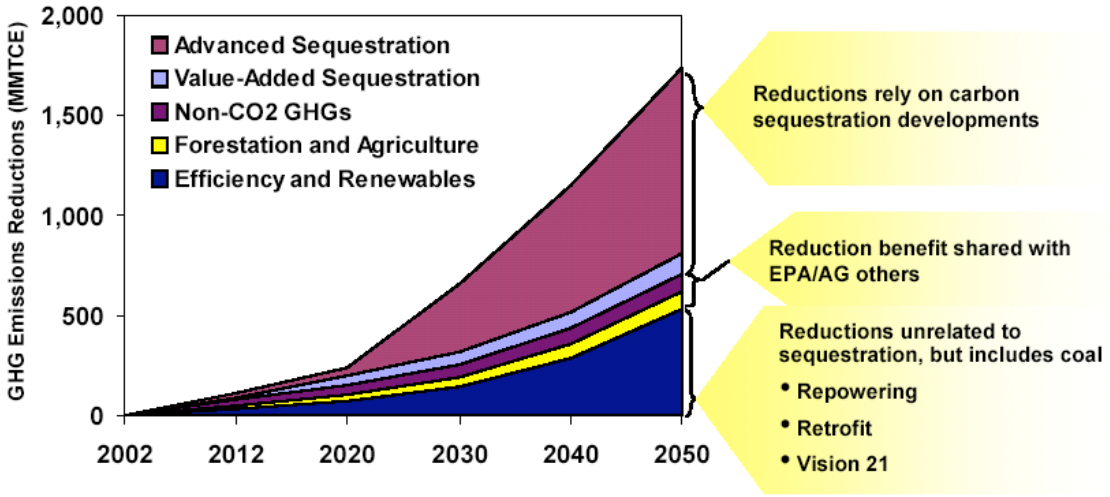


Abb. 3-1 Reduktionserfordernisse gegenüber Trend zur Stabilisierung der CO_2-Emissionen in den USA (DoE 2003)

Dieser „Enthusiasmus“ erklärt sich aus der Befürchtung, dass ein verstärkter Einsatz regenerativer Energien und eine Erhöhung der Energieeffizienz zu einer nicht tragfähigen Belastung für die Wirtschaft führen und die „Freiheit“ des Energieeinsatzes zu sehr einschränke. Zudem spielt die starke Lobby der Öl- und Kohleunternehmen für die Meinungsbildung der US-amerikanischen Regierung in diesem Punkt eine bedeutende Rolle. Die Weiterentwicklung

von CCS hat die USA auch als wesentliche Aufgabe in die Asia-Pacific Partnership eingebracht.

Aber auch in anderen Ländern erfährt die CO_2-Abtrennung und –Speicherung vor dem Hintergrund des Klimaschutzes große Unterstützung. Dies gilt z.B. für Japan, die Niederlande aber auch für Deutschland. In Deutschland hat als erstes Energieversorgungsunternehmen Vattenfall Europe mit dem Bau eines CO_2-armen Demo-Kraftwerks (30 MW_{th}) begonnen. Zudem ist mit COORETEC ein großes Forschungs- und Entwicklungsprogramm vom BMWi aufgelegt worden.

Nationale Versorgungs- und Energiesicherheit: Die Verpflichtung zum Klimaschutz kollidiert teilweise mit der Forderung von Staaten und Staatengemeinschaften zur Aufrechterhaltung bzw. Verbesserung ihrer Versorgungssicherheit und Energiesicherheit (vgl. die Grünbücher der Europäischen Union zur Versorgungssicherheit und Energiesicherheit (EU 2006, 2001)). Für viele Länder ist dabei ein Sockelbeitrag an fossilen Energieträgern (hauptsächlich Kohle) unerlässlich, da sie in vielen Ländern selber produzierbar sind. Um die Klimaschutzziele dennoch zu erreichen, ist in dieser Argumentationskette die CO_2-Abtrennung und –Speicherung unter Beibehaltung oder sogar Ausweitung des fossilen Anteils ein zwingendes Erfordernis.

Zahlreiche Staaten zeigen derzeit ein sehr starkes Wirtschaftswachstum, allen voran Indien und China. Zu deren Energieversorgung ist aus ihrer Sicht der Ausbau der Nutzung heimischen Kohlevorkommen essentiell, da andere Energieträger entweder nicht so einfach, so rasch oder so billig verfügbar sind. Auch wenn diese Länder bisher keine quantifizierten Klimaschutzverpflichtungen eingegangen sind, spielt für sie der Schutz des Weltklimas eine zunehmend wichtige Rolle.

Technologisches Innovationspotenzial und Exportchancen: Die Entwicklung neuer Technologien erleichtert zum Teil die Abtrennung von CO_2 aus dem Kraftwerksprozess. Dies gilt z.B. für Kohlekraftwerke mit integrierter Kohlevergasung (Integrated Gasification Combined Cycle: IGCC), bei denen das CO_2 vor dem Verbrennungsprozess relativ einfach aus dem bei der Vergasung entstehenden Synthesegas abgetrennt werden kann. Die anschließende Speicherung wird als eine konsequente Fortführung des Prozesses im Sinne des Klimaschutzes betrachtet. Hier ist die Abtrennung von CO_2 also nicht direkter Zweck – wie z.B. bei der Rauchgasreinigung die Abtrennung von Schwefeldioxiden oder Stickoxiden – eines neuen Prozesses, sondern ein Nebeneffekt.

Ein vergleichbarer Punkt ist die Kompatibilität mit einer kohlebasierten Wasserstoffenergiewirtschaft (Polygeneration von Strom, Wärme, Synthesegasen und Wasserstoff). Derzeit besteht eine optimistische Haltung bezüglich des zukünftigen Einsatzes des Energieträgers Wasserstoff. Eine Möglichkeit der Erzeugung von H_2 ist der Weg über die Kohlevergasung. Aufgrund der gestiegenen Öl- und Gaspreise findet diese Entwicklungslinie zunehmend Beachtung. Ähnliches gilt auch für die Verflüssigung von Kohle zur Bereitstellung von Treibstoffen, kurz Coal-to-Liquid (CTL). Um diese Prozesse klimaverträglich zu gestalten, ist eine sichere Speicherung des als Nebenprodukt entstehenden CO_2 notwendig.

Anlagenbauer: Mehrere Zulieferer und Anlagenbauer sehen in der großmaßstäblichen Einführung von CO_2-Abtrennungsverfahren große wirtschaftliche Chancen, nicht nur zusätzliche Komponenten im Kontext mit dem Bau von fossilen Kraftwerken abzusetzen, sondern auch den Markt für Großkraftwerke insgesamt aufrecht zu erhalten. Der hohe Anteil hochwertiger (High-Tech-)Komponenten in Kohlekraftwerksprozessen mit CO_2-Abscheidung bedeutet zudem entsprechend hohe Wertschöpfungsanteile beim Export dieser Technologien. Auch Anlagenanbieter aus dem Bereich Pipelinebau würden bei dem Aufbau einer Transportinfrastruktur für CO_2 weitere Geschäftsfelder erschließen können.

Wirtschaftliche Anreize: In mehreren Staaten existiert heute bereits eine CO_2-Steuer, z.B. in Dänemark und Norwegen (40 US$/$t_{CO2}$). Die hierdurch bestehenden wirtschaftlichen Anreize zur Vermeidung von CO_2-Emissionen war für die norwegische Ölgesellschaft Statoil der maßgebliche Grund, das weltweit bislang größte CO_2-Speicherungsprojekt zu starten und jährlich ca. 1 Million Tonnen CO_2, die bei der Förderung von Erdgas am Sleipner-Feld als unerwünschtes Begleitgas anfallen, in eine geologische Formation (Statoil 2004) einzuspeichern. Erdölunternehmen haben ein zunehmendes Interesse an der CO_2-Abtrennung, da CO_2 im Rahmen des sog. Enhanced Oil Recovery (EOR) die Ausbeute der Erdölförderung erhöhen kann.

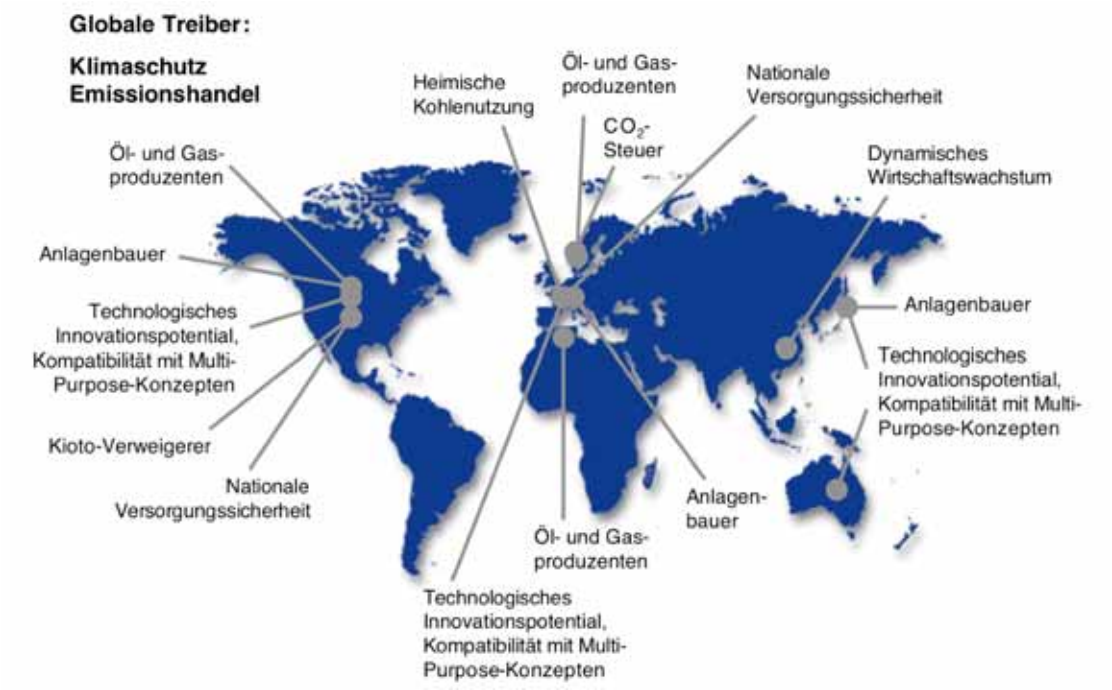


Abb. 3-2 Treiber von CO_2-Abtrennung und -Speicherung weltweit

Die einzelnen Treiberfaktoren sind regional durchaus unterschiedlich zu gewichten. Obige Abbildung zeigt eine grobe Übersicht über die in den einzelnen Weltregionen jeweils maßgeblichen Faktoren.

3.1 Nicht-Regierungsorganisationen international und in Deutschland

Die nachfolgende Zusammenstellung basiert auf einer Analyse schriftlich vorliegender Äußerungen der einzelnen Verbände und Organisationen ergänzt um eine telefonische Befra-

gung, welche 2004 und 2005 durchgeführt wurde. Aufgrund des noch nicht abgeschlossenen Meinungsbildungsprozesses, kann hier nur ein Zwischenstatus dargestellt werden.

Auf internationaler Ebene gestaltet sich die Meinungsbildung der Nichtregierungsorganisationen (NRO) als sehr vielschichtiger Prozess. Übereinstimmung zwischen den NRO (beinhaltet auch NRO außerhalb Europas) gibt es nur in drei Punkten:

- die Speicherung von CO_2 in Ökosysteme – namentlich Ozeane – wird abgelehnt,
- zum jetzigen Zeitpunkt (Stand August 2006) sind keine ausgesprochenen „Anti-CO_2-Entsorgungs"-Kampangnen geplant,
- Regenerative Energien und die rationellere Energienutzung sind der CO_2-Speicherung vorzuziehen und deren Umsetzung zu forcieren.

Eine darüber hinausgehende einheitliche Positionierung besteht nicht. Maßgeblich dafür ist zum einen, dass sich die nationalen NRO auf die jeweilige Energiesituation (zu erwartender Verlauf des Energieverbrauchs, Energieträgermix, heimische Vorkommen etc.) des Landes beziehen (müssen). Zum anderen sind die Schwerpunkte der einzelnen Verbände und Organisationen sehr unterschiedlich. Während für die einen der Klimaschutzgedanke im Vordergrund steht und eine weitergehende Wahl der Mittel einschließt, orientieren sich andere eher an einer breiten Palette von Zielen, wie lokale Ökologie, Konkurrenzen mit regenerativen Energien und anderen.

Die deutschen NRO stehen der Speicherung von CO_2 im internationalen Vergleich generell eher skeptisch gegenüber, haben aber keine geschlossene Position. Prioritär ist für sämtliche deutsche NRO der Ausbau von regenerativen Energien und eine rationellere Energienutzung. Damit verbunden ist die Befürchtung, dass die Förderung von CCS-Forschung zu Lasten der Forschung im Bereich regenerativer Energien und der Energieeffizienz gehen könnte.

Der **NABU** (Naturschutzbund) äußert sich mit Zurückhaltung, da es sich bei CCS um einen klassischen „End-of-Pipe"-Ansatz handele. Probleme in der Vorkette (Brennstoffbereitstellung) würden nicht gelöst, sondern eher noch verstärkt. Hierzu zählt der NABU neben anderen die Umweltschäden beim Braunkohletagebau (NABU 2005). Ähnlich kommuniziert auch der **BUND** hinsichtlich CCS (BUND 2005).

WWF Deutschland folgt der Position von WWF International und befürwortet die CO_2-Speicherung unter bestimmten Bedingungen (WWF 2005, 2004):

- keine Speicherung in Ozeanen, offenen Aquiferen und Seen,
- eine internationale Kontrolle über die Speicherung muss eingeführt werden,
- öffentliche Forschungsgelder für CO_2-Speicherung sollten keinen Einfluss auf die Höhe der Forschungsgelder für regenerative Energien haben,
- Emissionshandel: nur entwickelte Länder mit „CO_2-Deckeln" sollten "Carbon and Storage" anrechnen dürfen,

- CCS dürfte nur in Ergänzung zum Ausbau regenerativer Energien eingesetzt werden, nicht zur Ersetzung derselben.

Positiv sieht WWF die Rolle der CO_2-Speicherung auch deswegen, weil sie ihrer Meinung nach als Brückentechnologie agieren kann, bis andere Technologien so weit entwickelt sind, dass sie entscheidende CO_2-Minderungsbeiträge leisten können.

Greenpeace Deutschland und Greenpeace International vertreten ebenfalls eine identische Position: CCS wird im Allgemeinen abgelehnt. Sollte allerdings der Einstieg in die CO_2-Abtrennung und –Speicherung erfolgen, dürfe dies nur als zusätzliche Option, nicht als Ersatz für die verstärkte Nutzung von regenerativen Energien und Energieeinsparung genutzt werden. Sollte CCS zum Einsatz kommen – von Greenpeace als Brückenfunktion hin zu sauberen Energien bezeichnet – müssten mehrere „essentielle Bedingungen“ erfüllt werden (Greenpeace 2004):

- Lagerung von CO_2-Deponien müssen über mehrere Jahrtausende leckagefrei nutzbar sein,
- Speicherung nur in entleerten Öl- und Gaslagerstätten, keine Speicherung in Ozeanen, Kohleflözen, Salzstöcken,
- keine Nutzung von CO_2 für EOR und EGR,
- Emissionshandel: bei der Einbindung von CO_2-Speicherung herrscht noch Diskussionsbedarf,
- Forschung & Entwicklung: es ist darauf zu achten, dass die Ausgewogenheit der Geldervergabe gewährleistet bleibt.

Überdies sieht Greenpeace für CCS in Industrieländern keinen Bedarf (Greenpeace 2005).

Germanwatch lehnt die CO_2-Speicherung als alleiniges Instrument zur Emissionsminderung ab. Gründe hierfür sind die noch offenen Fragen hinsichtlich der Qualität und Quantität der Lagerstätten, die langen Zeiträume, die bis zur Etablierung einer großmaßstabsmäßigen Speicherung zu überbrücken sind und die damit fraglichen Beiträge zur tatsächlichen Emissionsminderung. Außerdem stellt Germanwatch die Befürchtung zur Diskussion, ob der großskalige Einsatz der CO_2-Speicherung den Übergang in ein solares Zeitalter prinzipiell nicht eher verhindern als beschleunigen würde. Aufgrund der erhöhten Stoffflüsse sieht Germanwatch CCS aus ökologischen Gründen als problematisch an (Germanwatch 2004).

Climate Action Network (CAN) ist ein Dachverband von über 350 im Klimaschutz tätigen Nichtregierungsorganisationen weltweit. CAN Europe veröffentlichte im Mai 2006 eine Position zu CCS, die in weiten Teilen der Haltung zahlreicher NROs entspricht: keine Einleitung von CO_2 in die Ozeane, Vorrang für regenerative Energien und Energieeffizienz (z. B. im Bereich Forschungsförderung) sowie Zulässigkeit von CCS nur bei nachgewiesener langfristiger Leckagesicherheit der (geologischen) Speicher. Auch die Entwicklung eines rechtlichen Rahmens (Haftung der Betreiber bei undichten Speichern, keine Belastung der öffentlichen Hand) betrachtet CAN als unabdingbare Voraussetzung für die Einführung von CCS (CAN 2006).

3.2 Politische Parteien

Die **CDU** steht der Abtrennung und Speicherung von CO_2 positiv gegenüber. Sie sieht CCS als Mittel, um die Kohlendioxidemissionen weltweit zu senken und befürwortet weitere Forschungsanstrengungen in diesem Bereich. Ob entsprechende Technologiepfade auch für Deutschland relevant werden können, müsse in den kommenden Jahren geprüft werden (CDU 2004). Die Unionsparteien bezeichnen CO_2-arme fossile Kraftwerke als „wesentlichen Eckpfeiler“ ihrer Energiepolitik (Union 2002).

Im Beschluss der Bundestagsfraktion vom 16.10.2003 bezieht die **SPD** (15. Legislaturperiode) deutlich Stellung für CCS und fordert „... unverzüglich eine koordinierte Forschungsoffensive für CO_2-arme bzw. CO_2-freie Kraftwerke (CO_2-Abscheidung)...“ (SPD 2003). In der von den Regierungsparteien des 15. Deutschen Bundestags (SPD und B90/Die Grünen) veröffentlichten Nachhaltigkeitsstrategie (Bundesregierung 2004) wurde die Speicherung von Kohlendioxid nicht explizit erwähnt. Lediglich in der Innovationsförderung war neben regenerativen Energien, Smart House und GuD das Feld „Clean Coal Technology“ aufgelistet.

Die **FDP** sieht in der Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid eine Option zur Emissionsreduktion. „Langfristig sollen die Möglichkeiten der CO_2-Abscheidung in Kohlekraftwerken und die CO_2-Speicherung und CO_2-Langzeitlagerung in verschiedenartigen Medien bzw. Erdformationen erforscht werden.“ (FDP 2003).

Die **PDS** (jetzt Bestandteil von Die Linke) veröffentlichte im September 2004 eine Stellungnahme zur Kohlendioxid-Speicherung. Sie kommt zum Schluss, dass in dem von ihr geforderten vollständigen Umstieg auf regenerative Energien bis 2050 für „Kohlekraftwerke, egal wie ‚visionär’ ihre Technologie ist,“ kein Platz bestünde (PDS 2004).

Bündnis 90/Die Grünen haben direkt zur CO_2-Speicherung Stellung bezogen. In einem 2003 gefassten Beschluss der Grünen Bundestagsfraktion heißt es: „Da die ... Clean Coal Technologie ... technisch nicht ausgereift ist, wird sie im kommenden Investitionszyklus für Neubauten von Kraftwerken nicht zum Einsatz kommen. Bevor die technischen und wirtschaftlichen Defizite dieser Technologieform nicht gelöst sind, stellt sie kein Argument für den Ausbau von Kohlekraftwerken dar.“ (B90/Grüne 2003). Bereits im Dezember 2001 befasste sich die Bundestagsfraktion mit dem Thema (B90/Grüne 2001) und kam zum Schluss: „Derzeit existiert kein überzeugendes Konzept zur Deponierung [von CO_2] und auch die Wirtschaftlichkeit bleibt fraglich. Dennoch könnte diese Technologie in einigen Ländern interessant werden, sollten sich die technischen und ökonomischen Probleme tatsächlich lösen lassen. Die „Clean Coal"-Technologie darf sich nicht alleine in höherer Effizienz erschöpfen, sondern muss die gesamten CO_2-Emissionen von der Atmosphäre fernhalten … International könnte den "Clean Coal"-Technologien in den nächsten Jahrzehnten gleichwohl eine andere Rolle [als in Deutschland] zukommen. … Die Mitentwicklung und Erprobung dieser Technologien in Deutschland macht vor diesem Hintergrund durchaus Sinn.“

3.3 Ministerien und Sachverständigenräte

3.3.1 BMWi

Das Bundesministerium für Wirtschaft unterstützt die Abtrennung und Speicherung von Kohlendioxid mit dem Forschungsprogramm **COORETEC.** Dieses breit angelegte For-

schungsprogramm soll die Grundlage dafür schaffen, den ab dem Jahr 2010 anstehenden Ersatz- und Neubaubedarf im fossilen Kraftwerkssektor auf hohem technischem Niveau durchführen zu können. Eine Forschungsrichtung des Programms ist die längerfristige Entwicklung von CO_2-armen Kraftwerken (zero emission power plants) (Rüggeberg 2004).

3.3.2 BMU und Umweltbundesamt (UBA)

Trotz bereits zahlreicher Forschungsansätze sind seitens des BMU/UBA noch viele Fragen hinsichtlich einer sicheren, langfristigen, sozialverträglichen sowie ökologisch und ökonomisch vertretbaren CCS-Anwendung offen. Insbesondere fehlt bisher eine gesamtsystematische Betrachtung in Form einer Ökobilanz, die Analyse möglicher energiewirtschaftlicher Wechselwirkungen sowie der Vergleich mit anderen CO_2-Minderungsmaßnahmen, was die entscheidende Motivation für das hier vorliegende Forschungsprojekt darstellt. Das Umweltbundesamt hat im August 2006 ein Positionspapier mit dem Titel: „Abscheidung und Speicherung von CO_2 – nur eine Übergangslösung - Mögliche Auswirkungen, Potenziale und Anforderungen“ veröffentlicht und darin untersucht, inwieweit die Einführung von CCS mit Nachhaltigkeitsanforderungen insbesondere in Deutschland vereinbar wäre (UBA 2006). Anhand der Nachhaltigkeitsleitsätze, die von der Enquete-Kommission zum „Schutz des Menschen und der Umwelt“ des 13. Deutschen Bundestages hergeleitet wurden, wurden die folgenden Thesen entwickelt:

1. Klimaschutz ist mit regenerativen Energien und Energieeffizienz erreichbar. Die technische Abscheidung und Speicherung von CO_2 hingegen ist nicht nachhaltig, sondern allenfalls eine Übergangslösung.

2. Die Kapazitäten zur CO_2-Speicherung gehören in den Mittelpunkt der Diskussion: In Deutschland könnten sie rein rechnerisch auf 40 Jahre beschränkt sein.

3. Die technische Abscheidung und Speicherung des CO_2 verursacht Kosten. Einige Projekte werden sich – ehrgeizige Klimaschutzziele vorausgesetzt – jedoch wahrscheinlich rechnen.

4. CO_2-Speicher sollten eine Leckagerate von 0,01 % pro Jahr nicht überschreiten. Gesundheits- und Umweltgefahren sind zu vermeiden.

5. Die Speicherung von CO_2 in der Ozean-Wassersäule und die „künstliche Mineralisierung“ von CO_2 sind keine Optionen.

6. Der nationale und internationale Rechtsrahmen von CCS muss entwickelt werden.

7. Umwelt- und Gerechtigkeitsaspekte gehören in die Diskussion. Forschung, staatliche Regulierung und Demonstrationsvorhaben dürfen sich nicht nur auf technische Aspekte beschränken.

Ingesamt fordert das UBA, eine weitergehende Nachhaltigkeitsdiskussion anzustoßen, um „der bisher hauptsächlich unter technischen Gesichtspunkten geführten Diskussion eine Nachhaltigkeitsdimension zur Seite“ zu stellen. Eine erste Basis für ein solches Konzept können die Ergebnisse der ökologischen und ökonomischen Berechnungen innerhalb des hier vorliegenden Projektes sein und sollten in eine grundlegende Nachhaltigkeitsdiskussion mit einfließen.

3.3.3 Rat für nachhaltige Entwicklung der Bundesregierung

Die Abtrennung und Deponierung von Kohlendioxid bewertet der Nachhaltigkeitsrat in seinem Positionspapier als eine mögliche wichtige Brücke „ins Zeitalter der regenerativen Energieversorgung“. Hierfür sollten in hocheffizienten Kraftwerken Technologien zur CO_2-Abtrennung integriert werden, allerdings nur unter Gesichtspunkten von Wirtschaftlichkeit. Wäre dies nicht zu erreichen, sollten fossile Kraftwerke langfristig nicht in eine nachhaltige Energieversorgung eingebunden werden. Eine Erforschung entsprechender Technologiepfade befürwortet der Nachhaltigkeitsrat, es dürfe jedoch nicht zu einer Konkurrenz um Forschungsmittel kommen, die diese End-of-pipe-Technologie den regenerativen Energien sowie der Nutzung von Energieeffizienzpotenzialen womöglich vorzöge. Der Nachhaltigkeitsrat stellt CCS als Forschungsfeld neben regenerative Energien, Energieeffizienz und Materialeffizienz (RNE 2004).

3.3.4 WBGU

Der Wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderung (WBGU) hat dezidiert Stellung zur Speicherung von Kohlendioxid bezogen. Er spricht in diesem Zusammenhang von einer „End-of-Pipe-Technologie“. Zitat: „Fossile Energieträger werden in vielen Ländern noch über Jahrzehnte die dominante Energiequelle bilden … Daher liefert die End-of-pipe-Technologie der Kohlenstoffspeicherung … eine Option für den Klimaschutz.“ (WBGU 2003) Kriterien zur Bewertung verschiedener Optionen sind Speicherdauer, Speichersicherheit sowie Umweltauswirkungen. Als Speicherungsoptionen abgelehnt werden die Einbringung in die Ozeane (ökologische Bedenken), terrestrische Senken/Biomasse (mangelnde Erweiterbarkeit) und saline Aquifere (keine Gewährleistung von Sicherheit und Langfristigkeit). Bezüglich der Speicherdauer kommt der WBGU in seinem aktuellsten Gutachten (WBGU 2006) zum Schluss: „ Sequestrierung stellt ... nur dann eine akzeptable Klimaschutztechnologie dar, wenn sichergestellt werden kann, dass das CO_2 über mindestens 10.000 Jahre in seinem Lager verbleibt.“

Ausgeförderte Öl- und Gasfelder sowie Salzkavernen wären vorübergehend nutzbar, allerdings nur, wenn die genannte Rückhaltezeit gewährleistet werden kann. Weitere Forschung vor allem im Bereich der Deponierung ist nach Dafürhalten des WBGU angezeigt (WBGU 2003). Unter bestimmten Bedingungen erscheint auch eine Lagerung unterhalb des Meeresbodens denkbar. Der WBGU empfiehlt eine Regulierung der Speicherung im Meeresboden und schlägt hierfür eine Reihe von Instrumenten vor:

1) Formulierung von Mindeststandards
2) Mittelbare Mengenbegrenzungen: eingespeicherte CO_2-Mengen sollten in internationalen Klimaschutzvereinbarungen nicht im vollen Umfang als vermiedenes CO_2 gewertet werden
3) Etablierung von Haftungsmechanismen

Prinzipiell befürwortet der WBGU die Sequestrierung im Meeresboden, allerdings nur „für eine Übergangszeit als ergänzende Option zu nachhaltigeren Emissionsvermeidungsstrategien“ (WBGU 2006). Er empfiehlt weiterhin, „die Frage der Vereinbarkeit der CO_2-Einlagerung unter dem Meeresboden mit den Londoner Abkommen bzw. dem Londoner Protokoll ... so zu klären, dass eine CO_2-Sequestrierung in geologischen Formationen ...

zulässig ist.“ (WBGU 2006) Zugleich plädiert der WBGU aber dafür, entsprechende Aktivitäten auf einen bestimmten Zeitraum zu begrenzen (mehrere Jahrzehnte) und bekräftigt damit seine Aussage, dass CCS nur eine Übergangslösung darstellen dürfe. Für sinnvoll hält der WBGU, dass u. a. die flexiblen Mechanismen auch auf sequestriertes CO_2 angewendet werden, allerdings mit den oben genannten Einschränkungen.

3.3.5 Rat von Sachverständigen für Umweltfragen (SRU)

Der Sachverständigenrat beurteilt die Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid als möglicherweise zu teuer im Vergleich mit anderen Vermeidungsoptionen. Außerdem komme hinzu, dass „auch ihre Befürworter sie erst nach 2020 für realisierbar halten.“ Für den anstehenden Aus- und Neubau des Kraftwerksparks komme diese Technik demnach zu spät (SRU 2004, 2000). Der SRU verfolgt das Thema jedoch weiter und sieht weiterhin großen Handlungsbedarf hinsichtlich einer umfassenden Bewertung dieser Technologie (Hey 2006).

3.3.6 Büro für Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages (TAB)

Im Rahmen seines Monitorings „Nachhaltige Energieversorgung“ beschäftigt sich seit diesem Jahr auch das TAB mit dem Themenfeld „CO_2-Abscheidung und -Lagerung bei Kraftwerken“. In einer laufenden Studie wird die vorhandene Literatur aufgearbeitet und ein Expertenworkshop veranstaltet, um kritische Wissenslücken zu identifizieren und „Themenbereiche zu definieren, bei denen eine weitere Vertiefung der Analysen vorgenommen werden kann“. (TAB 2006)

3.4 Industrieverbände und Unternehmen

Bisher haben sich nur wenige Industrieverbände in Positionspapieren zur CO_2-Speicherung geäußert. Zu diesen gehören der Braunkohleverband DEBRIV, der die Abtrennung und Speicherung von CO_2 befürwortet, sowie der Gesamtverband des Deutschen Steinkohlenbergbaus GVSt und der Verein Deutscher Ingenieure VDI. GVSt und VDI plädieren für eine Klärung dieser „Langfristoption“, treten jedoch prioritär für eine maximale Steigerung der Wirkungsgrade des Kraftwerksprozesses als Beitrag zum Klimaschutz ein (RWE Rheinbraun/Vattenfall Europe 2003).

<u>Steinkohle-Interessenverbände verschiedener Länder:</u> Aufgrund der Sorge vor einem umwelt- und klimaschutzmotivierten Rückgang der Versorgungs- und Marktanteile und den damit verbundenen negativen Umsatz- und Beschäftigungseffekten gehören die traditionellen Energiewirtschaftsbereiche zu den aktivsten Promotoren der CO_2-Abtrennung und –Speicherung. Die Steinkohleindustrien Polens und Spaniens beispielsweise gehören neben einigen anderen zu den Befürwortern der großtechnischen CO_2-Speicherung.

<u>Öl- und Gasproduzenten:</u> Für die Öl- und Gasindustrie ergeben sich aus der CO_2-Rückhaltung zukünftig ggf. zusätzliche Geschäftsmöglichkeiten. So gehören Shell, BP und Statoil beispielsweise zu den Befürwortern der CO_2-Rückhaltung. Erste praktische Ansatz-

punkte wurden bereits umgesetzt. So wird CO_2 zum Teil schon heute in Ölquellen eingepumpt, um die Ausbeute zu erhöhen[4]. Begünstigt wird dies, wie bereits dargelegt, teilweise durch eine dem CO_2 auferlegte Steuer. Die CO_2-Abtrennung und -Speicherung ermöglicht in diesem Sinne dann einen direkten ökonomischen Gewinn (Williams 2003). Darüber hinaus könnten heutige Öl- und Gasproduzenten aufgrund zahlreicher leer geförderter Öl- und Gasquellen bedeutende Anbieter potentieller CO_2-Speicherstätten werden, wodurch sich weitere Verdienstmöglichkeiten eröffnen würden.

[4] Dieses CO_2 tritt wie im norwegischen Sleipner-Feld oft als Begleitgas der Öl- und Gasförderung zutage und wird zurückgepresst (sog. EOR / EGR = Enhanced Öil / Enhanced Gas Recovery).

4 Übersicht über die CCS-Prozesskette

Die CO_2-Abtrennung und Speicherung knüpft aufgrund der mit ihr verbundenen hohen Kosten und infrastrukturellen Aufwendungen zwangsläufig primär an einer zentralistischen Großkraftwerksstruktur an. CO_2 kann im Prinzip aus allen Punktquellen, d.h. vor allem aus Kraftwerken oder Industriebetrieben, abgetrennt werden. Mit der Stromerzeugung, die einen Anteil von etwa einem Drittel an den weltweiten CO_2-Emissionen einnimmt, ist hierdurch die größte Quelle erfasst. Zumindest prinzipiell kann CO_2 auch direkt aus der Atmosphäre herausgefiltert werden, was hier nur am Rande betrachtet wird. Praxisrelevante Verfahren stehen für die Vielzahl kleinerer Emittenten (z.B. Kraftfahrzeuge[5]) bisher nicht zur Verfügung.

Die Einbeziehung von CCS in dezentrale Strukturen ist aber zumindest indirekt über die Verknüpfung mit dem Einstieg in eine Wasserstoffenergiewirtschaft möglich. Der Wasserstoff würde dabei zentral hergestellt und mit einer CO_2-Abtrennung verbunden (z.B. bei der Kohlevergasung oder Erdgas-Dampfreformierung). Über neu zu errichtende Rohrleitungssysteme[6] verteilt, könnte er dann dezentral beispielsweise zur Strom- und/oder Wärmebereitstellung oder in mobilen Energieverbrauchern Anwendung finden. Auf der einen Seite würde hierdurch die Prozesskette ausgeweitet und damit zusätzliche Energieverluste induziert. Andererseits ermöglichen gerade (reine) Wasserstoffanwendungen hohe Umsetzungswirkungsgrade, z.B. in Brennstoffzellenanlagen. Neben der Anwendung von CCS im Bereich der Stromerzeugung bleibt demnach zu prüfen, inwieweit und in welchen Applikationen und Zeiträumen der Einstieg in eine Wasserstoffwirtschaft über CCS sinnvoll ist und zu einer vernünftigen Energiebilanz führt.

Die CCS-Prozesskette umfasst verschiedene Schritte von der CO_2-Abtrennung über die Phasenumwandlung des abgetrennten CO_2, den Transport bis hin zur dauerhaften Speicherung. Für die Wiedergabe einer vollständig abgebildeten Prozesskette sind prinzipiell Differenzierungen nach folgenden Aspekten notwendig:

- Art der Brennstoffe (im Wesentlichen Erdgas/Kohle)
- Ort der Abscheidung (Pre-/Post-Combustion)
- Art der Stromerzeugungsanlage (Dampfturbinen (DT) / Gasturbinen (GT) / Gas- und Dampfturbinen (GuD) / Kraftwerke mit integrierter Kohlevergasung (Integrated Gasification Combined Cycle: IGCC) / Brennstoffzellen (BZ) / Kombiprozesse und Hybridvarianten / neue Kreisprozesse und Verfahren etc.)
- Art der Abscheidetechnik (z.B. chemische Absorption, physikalische Absorption, Membrantrennverfahren, Adsorption an Festkörpern, Tieftemperaturverfahren)
- Art des Transportes (z.B. Pipeline, Binnenschiff bzw. flüssig, fest, gasförmig) und
- Art der Einspeicherung (z.B. geologisch, maritim etc.).

---

[5] Die Abtrennung im Fahrzeug selber ist schon vor dem Hintergrund des mehr als drei mal so hohen Gewichtes des Verbrennungsrückstandes CO_2 im Vergleich zum Kohlenstoff im Mineralöl problematisch und wirkt sich zwangsläufig deutlich negativ auf die Energiebilanz aus.

[6] Ggf. könnten dabei bestehende Trassen (z.B. des Erdgasnetzes) genutzt bzw. ausgebaut werden.

Allein die Differenzierung in dem ersten Prozessschritt, der CO_2-Abspaltung, nach verschiedenen Kraftwerkstechnologien (Abb. 4-1) und nach verschiedenen CO_2-Abscheideverfahren (Abb. 4-2) macht deutlich, wie komplex die gesamte CCS-Prozesskette ist.

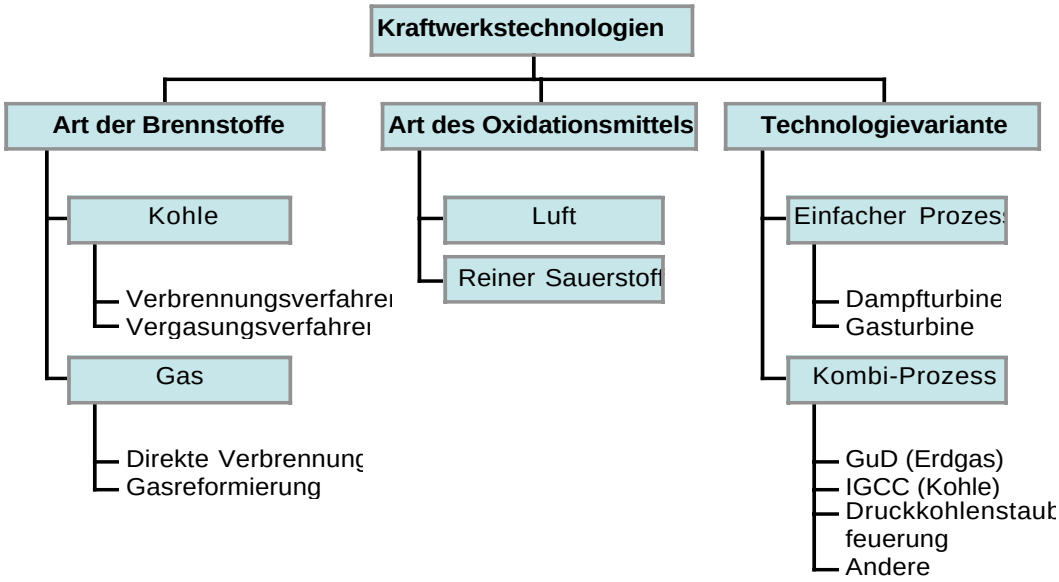


Abb. 4-1 Gliederung der verschiedenen Kraftwerkstechnologien nach Technologievarianten und Art der Brennstoffe bzw. Oxidationsmittel

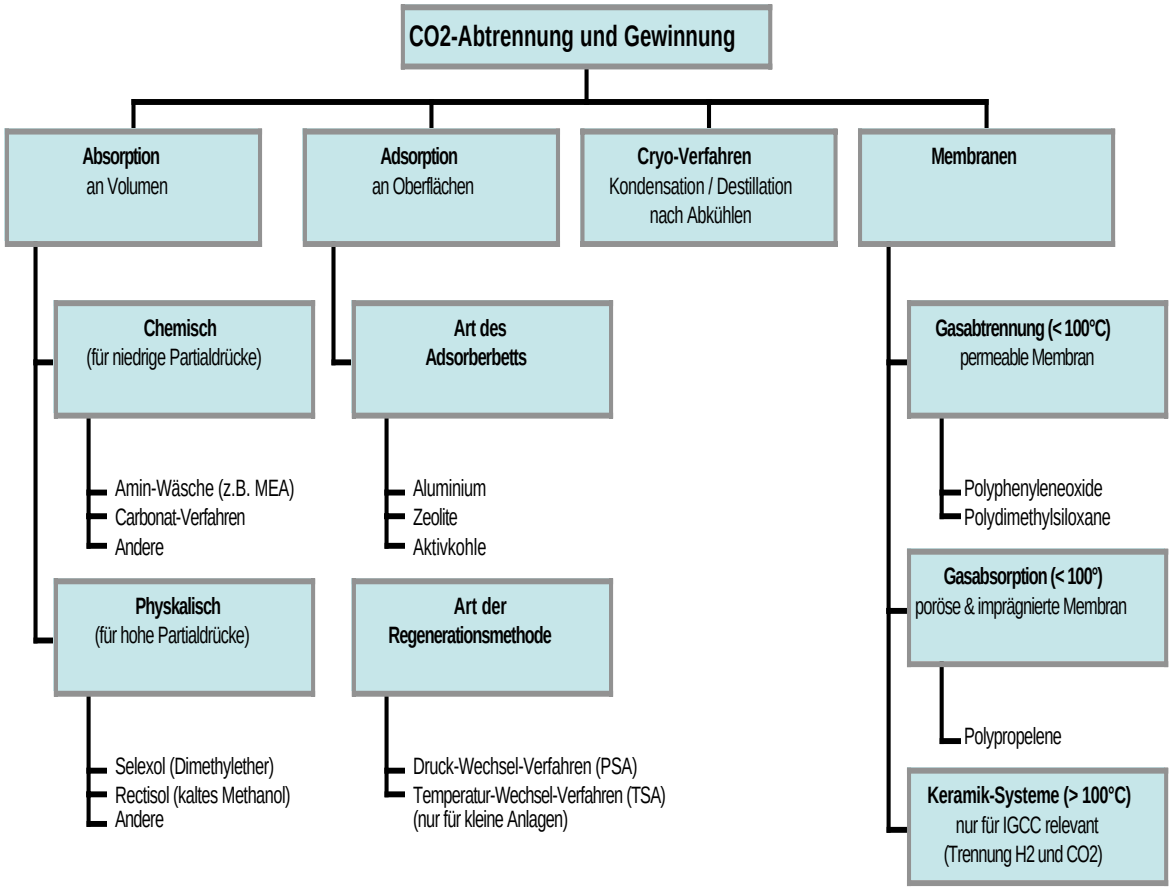


Abb. 4-2 Gliederung der CO_2-Abscheideoptionen mittels physikalischer, chemischer bzw. Membran-Verfahren

Die nachfolgende Abbildung fokussiert die Möglichkeiten der Abtrennung und Speicherung auf die derzeit in der Diskussion befindlichen Optionen, zunächst ungeachtet der Tatsache, wie deren Umsetzung zu beurteilen ist, welche Hindernisse zu erwarten sind und welche Restriktionen (inkl. ökologischer Auswirkungen) ihnen entgegen stehen.

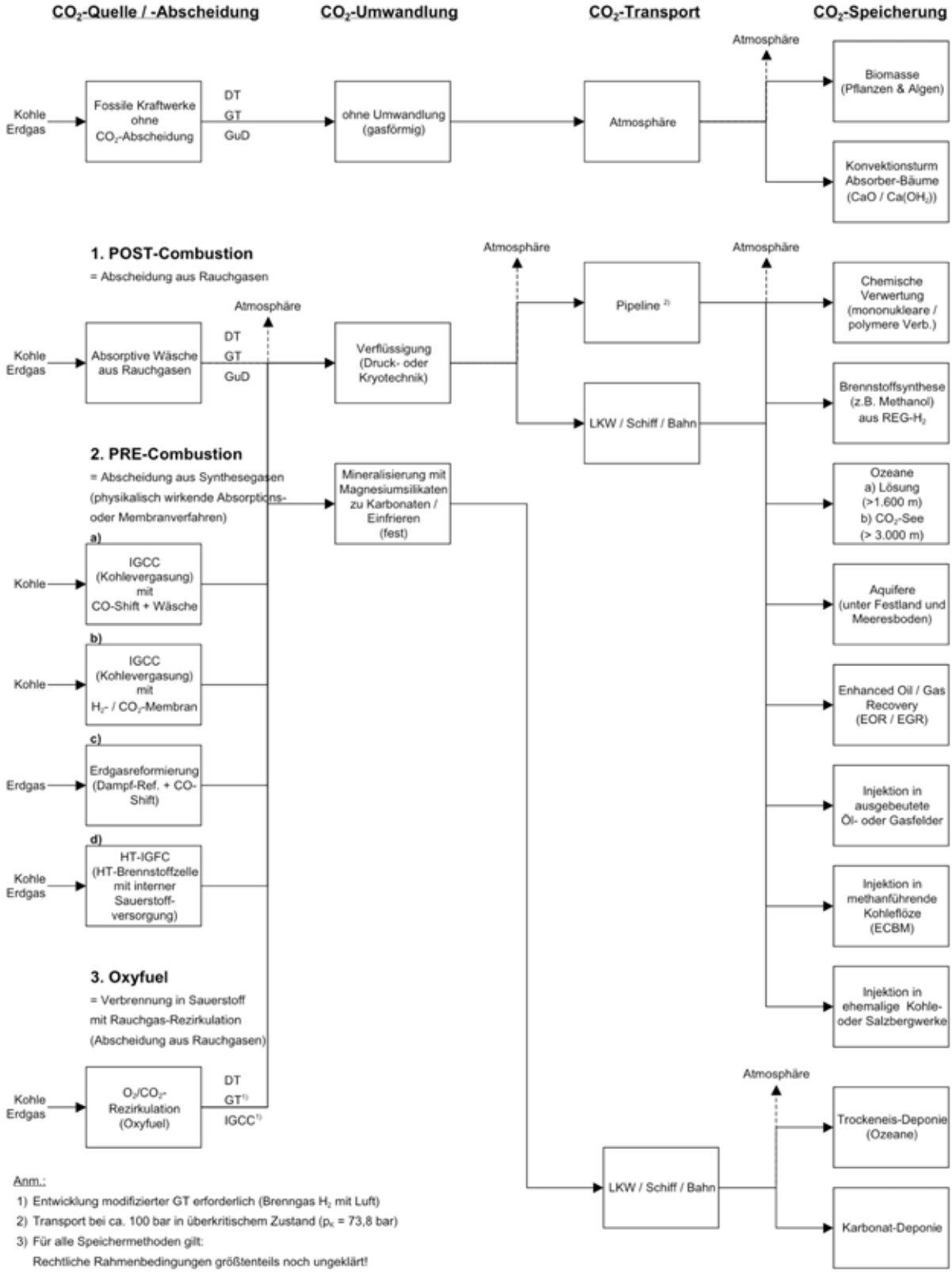


Abb. 4-3 Prozesskette von der CO_2-Abtrennung bis zur Deponierung

In den nachfolgenden Kapiteln werden die einzelnen Teile der Stoffstromketten detaillierter dargestellt und diskutiert. Dies umfasst u. a. auch eine Analyse der Nutzungsgrade, Emissionen und Kosten, die mit der CO_2-Abtrennung und Speicherung verbunden sind. Dabei werden – im Sinne einer Relevanzanalyse - diejenigen Optionen herausgearbeitet, deren Umsetzungschancen aus heutiger Sicht besonders groß sind bzw. bei denen am ehesten eine Markteinführung zu erwarten ist. Die Analyse greift dabei zurück auf aktuelle Studien und Berichte von BMWA (BMWA 2003), ECOFYS (ECOFYS 2004), Germanwatch (Germanwatch 2004), IEA (Gielen 2003, IEA 2003, IEA 2004), IPCC (IPCC 2002 und IPCC 2005) und WGBU (Ploetz 2003, WGBU 2003) und ergänzt diese durch eigene Erfahrungen.

5 Verfahren der CO_2-Abtrennung bei der Stromerzeugung und Wasserstoffbereitstellung

In diesem Kapitel wird der Entwicklungsstand von Kraftwerkskonzepten mit CO_2-Abtrennung (Neubau und Nachrüstung) in kurz-, mittel- und langfristiger Perspektive beleuchtet. Für den Bereich der Wasserstoffbereitstellung mit integrierter CO_2-Abscheidung werden verschiedene Konzepte und Verfahren erläutert. Sowohl für die Strom- als auch für die H_2-Produktion werden die Kostensenkungspotenziale (Lernkurven) abgeschätzt. Abschließend wird untersucht, welche der betrachteten Technologien für Deutschland relevant sein könnten.

5.1 Entwicklungsstand von Kraftwerkskonzepten mit CO_2-Abtrennung

Der Entwicklungsstand von Maßnahmen und Zielen zur CO_2-Abtrennung im Kraftwerksbereich bzw. die aus heutiger Sicht erwartete Realisierung in neuen Kraftwerkskonzepten sind in Abb. 5-1 über der Zeitachse skizziert. Bei den **kurz- bis mittelfristigen** Optionen lassen sich die Maßnahmen im Wesentlichen den folgenden Bereichen zuordnen:

- **Post Combustion** (Abtrennung nach Verbrennung),
- **Pre Combustion** (Abtrennung vor Verbrennung) und
- **Oxyfuel** (Verbrennung in Sauerstoff).

Als **langfristige** Optionen sind Kraftwerkskonzepte angedacht, die z.B. neue Verbrennungsprozesse wie Chemical Looping Combustion (CLC) oder Hochtemperaturbrennstoffzellen (MCFC & SOFC) zur Energiewandlung einsetzten.

Abb. 5-1 Maßnahmen und Ziele der CO_2-Minderung im Kraftwerksbereich

Auf die wesentlichen Verfahren wird im Folgenden im Überblick eingegangen. Dabei wird der heutige Anwendungsstand skizziert und die Entwicklungsperspektiven aufgezeigt.

5.1.1 Kurz- bis mittelfristige Optionen

Es gibt wie bereits angedeutet eine Vielzahl von CO_2-Abscheideverfahren, die sich bezüglich ihres Entwicklungsstandes auf unterschiedlichen Niveaus befinden. Die kurz- und mittelfristig aussichtsreichsten Verfahren (Zeithorizont: 2020 bis 2030) werden im Folgenden näher beschrieben.

5.1.1.1 CO_2-Abtrennung *nach* der Verbrennung (Rauchgas-Dekarbonisierung / Post Combustion)

Bei diesem Verfahren wird das CO_2 aus dem Rauchgas eines Kraftwerks abgeschieden. Da die Konzentration des CO_2 im Rauchgas relativ gering ist (brennstoffabhängig 3 - 15%), muss ein großes Volumen an Gas behandelt werden. Durch den Einsatz von großen Mengen an Chemikalien und Energie erhöhen sich die Kosten entsprechend und die Wirkungsgradbilanz verschlechtert sich.

Die ungünstigsten Verhältnisse ergeben sich beim Einsatz von CO_2-Wäschen in konventionellen Kohlekraftwerken. Bei der Nachrüstung von Kohlekraftwerken muss mit Wirkungsgradeinbußen zwischen 8 und 14 %, mit einer Erhöhung des Brennstoffverbrauchs von 10-35% und zusätzlichen Investitionskosten von 30-150% gerechnet werden. In erdgasbefeuerten Kraftwerken stellt sich die Situation (aufgrund geringerer spezifischer CO_2 Emissionen gegenüber Kohle) etwas günstiger dar. Die verwendeten Waschlösungen sind gegenüber Rauchgasverunreinigungen, wie z.B. Schwefelverbindungen (SO_x), Stickstoffverbindungen (NO_x > 10 ppmv), Staub, Sauerstoff (wenn > 1,5 Vol.%), etc. empfindlich. Folglich muss das zu behandelnde Gas vor der CO_2-Abscheidung gereinigt werden. Die meisten Lösungsmittel unterliegen einer zeitlichen Degradation, die zu Verlusten und damit verbundenen Umweltproblemen führt. Entwicklungspotenzial sieht man vor allem in der Bereitstellung von stabilisierten Waschflüssigkeiten mit reduzierter Korrosivität und in der Entwicklung von korrosionsbeständigen Werkstoffen. Membranen werden für die CO_2-Abtrennung mit höchster Wahrscheinlichkeit mittelfristig keine Rolle spielen.

Waschverfahren sind de facto die einzige Möglichkeit zur Nachrüstung bestehender Kraftwerke ohne Eingriff in den bestehenden Prozess. Zudem ist die Abtrennung von CO_2 aus Rauchgasen heute schon – wenngleich auch noch nicht in kraftwerksseitigen Größenordnungen – praktizierter Bestandteil der chemischen Verfahrenstechnik.

Für die Abtrennung des CO_2 existieren mehr als elf unterschiedliche Technologierouten (BMWA 2003). Ein kurzfristig verfügbares Verfahren ist die Amin-Wäsche, die ähnlich der Rauchgaswäsche bei der Entschwefelung arbeitet. Des Weiteren befinden sich Membranverfahren (polymerbasierte, keramische oder metallbasierte Membranen) in Entwicklung, denen mittel- bis langfristig ein Potenzial zur Kostensenkung bei der CO_2-Abtrennung zugeschrieben wird.

Die Amin-Wäsche ist eines der verfügbaren, gängigen Verfahren und weist Ähnlichkeiten mit der Rauchgas-Entschwefelung auf. Monoethanolamin (MEA, 30 Vol. % Lösung im Wasser) und Methyl-Diethanolamin (MDEA, 40 Vol. % Lösung im Wasser aktiviert mit Piperazin)

gehören zu den bevorzugt eingesetzten Amin-Lösungen. MEA ist eine relativ starke Base mit hoher Aktivität für die CO_2-Absorption und wird deshalb bei niedrigeren CO_2-Konzentrationen oder wenn ein hoher Abscheidegrad erwünscht ist, eingesetzt. Durch die hohe Basizität bindet MEA CO_2 sehr stark, eine Regeneration der Lösung ist mit einem hohen Energieeinsatz verbunden. MDEA dagegen ist eine schwächere Base, hat eine hohe Kapazität und wird vorwiegend bei hohen CO_2-Gehalten eingesetzt. Für hohe Abscheidegrade ist diese Lösung nicht geeignet. Die Aminwäsche zur Rauchgasdekarbonisierung kann sowohl bei kohlebefeuerten als auch bei erdgasbefeuerten Kraftwerken eingesetzt werden.

Das Fließbild einer MEA-Anlage ist in Abb. 5-2 dargestellt. Die Absorption findet bei ca. 40-50°C, 1 bar statt, die Desorption bei 100°C, 1-1,2 bar. Aminlösungen sind bis 100-120°C stabil. Die Hauptbestandteile einer typischen MEA-Anlage sind die Absorptions- und die Desorptionssäulen.

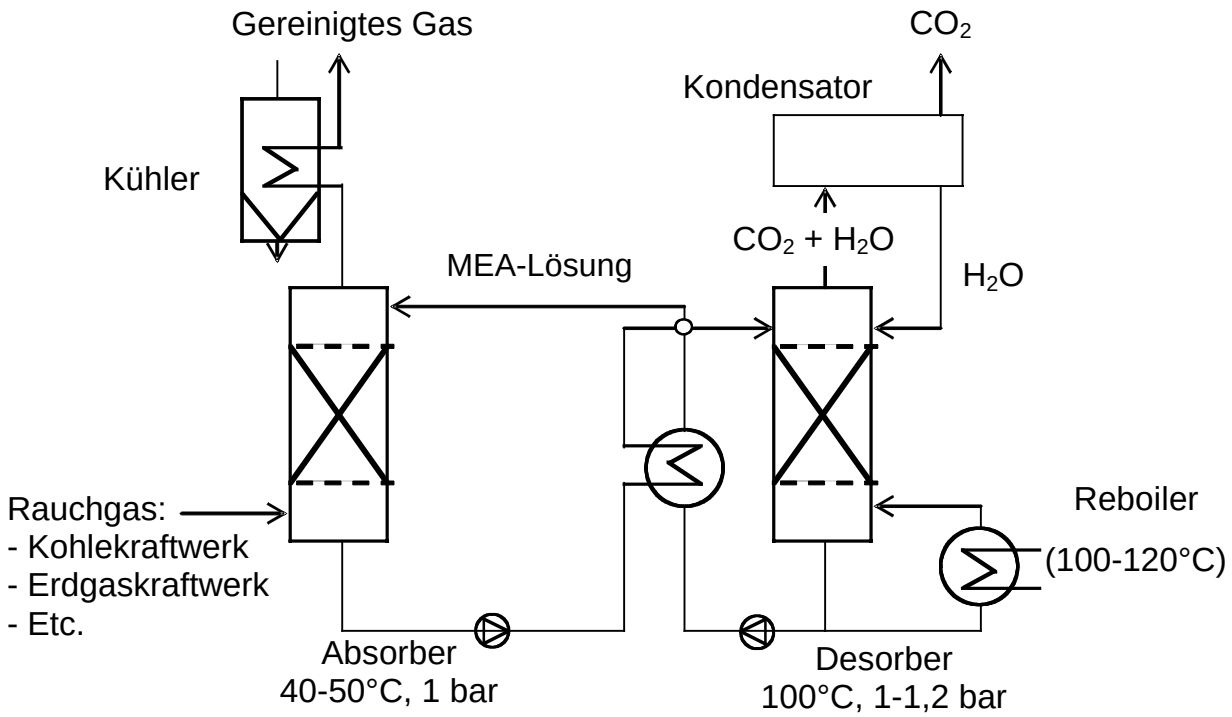


Abb. 5-2 Rauchgasentkarbonisierung mittels Aminwäsche

Aufgrund der Korrosivität von Aminlösungen bestehen die Anlagen vorwiegend aus hochwertigen Edelstählen, wie z.B. 14571 oder 14301. Sofern im Abgas kein Sauerstoff vorhanden ist, können auch kohlenstoffhaltige Stähle eingesetzt werden. Die heutigen Anlagekapazitäten reichen von 6 bis ca. 1000 t_{CO2}/d (Chapel 1999). Anlagen mit Kapazitäten von 4.500 t_{CO2}/d können aber wohl ohne Probleme gebaut werden (Chapel 1999). Die Auslegung der Anlage ist im Wesentlichen durch das zu behandelnde Rauchgasvolumen und den CO_2-Partialdruck bestimmt. Eine typische kohlegefeuerte Anlage (1.000 MW-Kraftwerk) müsste ein Rauchgasvolumen von ca. 2 Mio. Nm^3/h bzw. rund 13.200 t_{CO2}/d aufweisen und damit um den Faktor 3 größer sein. Das Prinzipbild eines kohlestaubbefeuerten Kraftwerks ist in Abb.

5-3 dargestellt. Die für die CO_2-Abtrennung erforderlichen zusätzlichen Prozessschritte sind in der Abbildung grau gekennzeichnet.

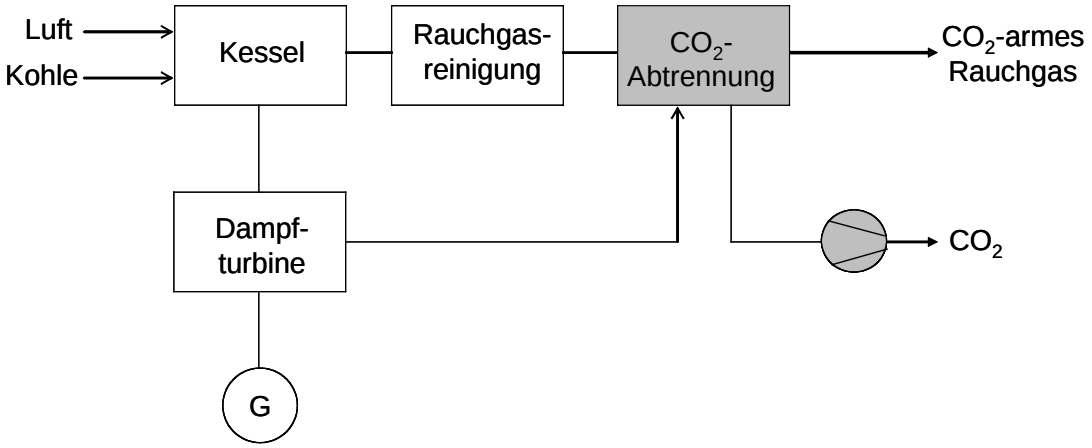


Abb. 5-3 Kohlestaubbefeuertes Kraftwerk mit CO_2-Wäsche

Für die CO_2-Abscheidung im Rauchgas aus erdgasbefeuerten Kraftwerken ergibt sich ein mit Abb. 5-3 identisches Prinzipbild. Die spezifische CO_2-Menge pro kWh ist jedoch kleiner als bei Kohlekraftwerken, wodurch sich der zusätzliche, spezifische Aufwand zur CO_2-Abtrennung je kWh verringert[7]. Die negativen Auswirkungen auf den elektrischen Wirkungsgrad und die Kosten sind daher bei einer CO_2-Abtrennung aus Erdgaskraftwerken geringer als bei Kohlekraftwerken.

Die Zusatzkosten und Effizienzeinbußen in den Kraftwerken sind bei der Anwendung dieser CO_2-Abtrenntechnik erheblich, so dass ein breiter Einsatz in der Zukunft (jenseits der Nachrüstung) eher wenig wahrscheinlich erscheint. Andererseits stellt die Rauchgaswäsche das einzige heute bereits anwendbare Verfahren der CO_2-Abtrennung dar. In wie weit die Nachrüstung zur Anwendung kommt, ist von mehreren Faktoren, wie z.B. von der zeitlichen Entwicklung der Klimaschutzvorgaben und den damit verbundenen Anreizsystemen zur CO_2-Einsparung, der Kostenstruktur anderer Klimaschutzstrategien sowie der Weiterentwicklung anderer CO_2-Abtrennverfahren abhängig.

5.1.1.2 CO_2-Abtrennung *vor* der Verbrennung (Brenngas-Dekarbonisierung / Pre Combustion)

Alternativ zur Rauchgaswäsche finden derzeit weitere Methoden zunehmend Beachtung. Plakativ kann man von einer „Wasserstoff-“ und einer „Sauerstofflösung“ sprechen. Bei der im Folgenden beschriebenen Wasserstofflösung, handelt es sich um eine CO_2-Abtrennung vor der Verbrennung. Mittels Vergasung und Dampfreformierung wird der Festbrennstoff Kohle dabei zunächst in ein Gas, das im Wesentlichen aus H_2, CO und CO_2 besteht, konvertiert. Dieses so genannte Synthesegas kann auch direkt aus Dampfreformierung von Erdgas erzeugt werden. In einem Shift-Reaktor wird das CO mit Wasserdampf zu CO_2 und zusätzli-

[7] Auf die CO_2-Emissioenn bezogen ergibt sich allerdings ein genau umgekehrtes Bild, da sich die Kosten des zusätzlichen apparativen Aufwandes auf einen geringeren CO_2-Volumenstrom beziehen.

chem Wasserstoff umgewandelt. Danach wird das CO_2 abgetrennt, und es steht ein wasserstoffreiches Gas für die Verbrennung zur Verfügung. Dabei werden Vergasung und Reformierung üblicherweise unter Druck (30-60 bar) durchgeführt, wobei ein Gas mit hohem CO_2-Partialdruck entsteht. Dies ermöglicht die Abtrennung des CO_2 aus dem H_2/CO_2-Gemisch mittels einer physikalischen Wäsche (Stand der Technik), die wesentlich weniger energieaufwändig ist, als eine Aminwäsche. Zukünftig kommt auch die Membrantechnik zur CO_2-Abtrennung in Frage (Wasserstoffmembranen), deren Vorteil in einer weiteren Reduzierung des Energieverbrauchs zu sehen ist. Ein weiterer wichtiger Aspekt der Brenngasdekarbonisierung ist, dass die Kombination Vergasung(Reformierung)/CO_2-Abtrennung den Weg für eine Wasserstoffwirtschaft öffnet. Neben der Verstromung kann der erzeugte Wasserstoff oder das Synthesegas anderen Anwendungen, z.B. der Methanolsynthese (Co-Produktion), zugeführt werden. Die Kohlevergasung wird bereits in einigen GuD-Kraftwerken (IGCC, Integrated Gasification Combined Cycle) ohne CO_2-Abtrennung angewandt. Das Synthesegas wird dort direkt in einer Gasturbine verstromt. Der gleiche Prozess kann mit einer zusätzlichen Reformierungsstufe auch bei erdgasbetriebenen Kombikraftwerken (NGCC, Natural Gas Combined Cycle) realisiert werden. IGCC mit Sauerstoffvergasung bietet einen günstigeren Weg der CO_2-Abtrennung als die Rauchgas-Dekarbonisierung. Die Vorteile dieser Prozessketten liegen eindeutig bei geringeren Kosten und höheren Kraftwerkswirkungsgraden. Die Nachteile sind in der mangelnden Verfügbarkeit der IGCC-Kraftwerkstechnik für den Einsatz als stromerzeugende Anlage zu sehen. Für einzelne Komponenten wie z.B. der Wasserstoffturbinen besteht noch zusätzlicher Entwicklungsbedarf. Die ganze Prozesskette IGCC oder NGCC mit CO_2-Abtrennung muss noch im realen Kraftwerksmaßstab demonstriert werden. In Abb. 5-4 ist ein IGCC-Kraftwerks mit CO_2-Abtrennung (physikalische Rectisol-Wäsche) skizziert und Abb. 5-5 stellt die CO-Shiftstufe dar.

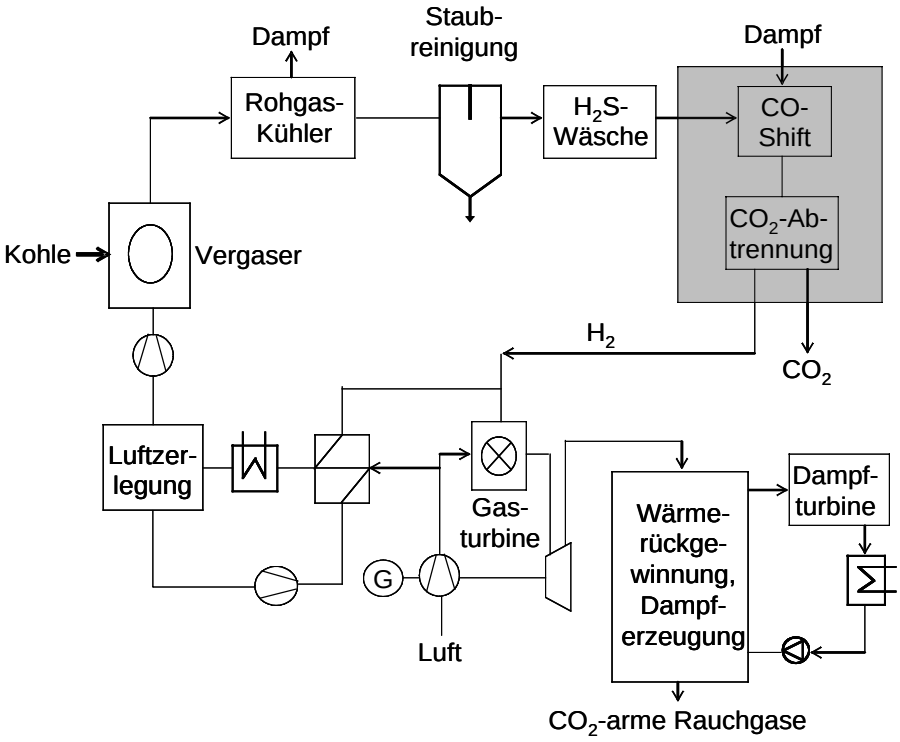
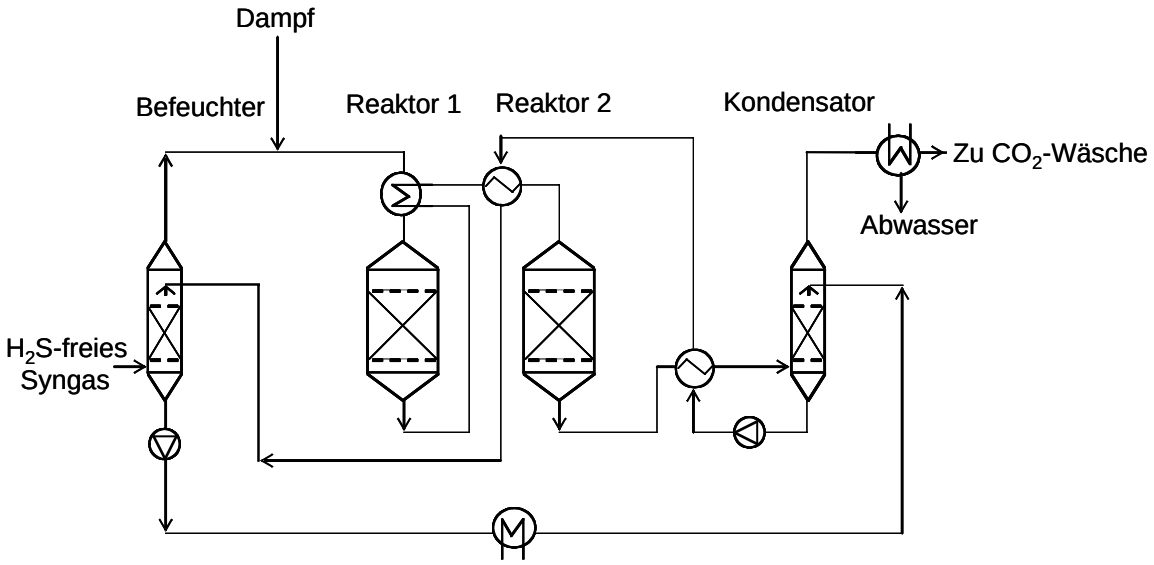


Abb. 5-4 IGCC-Kraftwerk mit CO-Shift und CO_2-Abtrennung (Rectisol-Wäsche)

Der druckaufgeladene IGCC-Prozess reduziert den zu behandelnden Volumenstrom und erhöht den CO_2-Partialdruck. Beide Effekte vereinfachen die CO_2-Abtrennung (da physikalische Wäsche oder Membrantechnik eingesetzt werden können) und mindern die Nachteile der drucklosen Abtrennungsprozesse wie z.B. der Aminwäsche.



Reaktor 1: Hochtemperaturshiftstufe, 350 – 530°C
Reaktor 2: Niedertemperaturshiftstufe, 180 – 270°C

Abb. 5-5 CO- Shift-Anlage zur Umwandlung von CO und H_2O in H_2 und CO_2

Alternativ zur CO_2-Abtrennung kann auch der Wasserstoff aus dem Gasgemisch (H_2/CO_2) abgetrennt werden. Aufgrund der unterschiedlichen Molekülgrößen von H_2 und CO_2 kommen hierfür Membranverfahren zur Anwendung, wodurch der Trennprozess energetisch und kostenmäßig günstiger werden kann. Die H_2-Membranabtrennung ist nahe an der Kommerzialisierung. Abb. 5-6 zeigt das Prinzipbild eines NGCC-Kraftwerks mit Membran-H_2-Abtrennung und Nachverbrennung des Retentats mit O_2. Die Umwandlung von Erdgas in H_2 erfolgt im dargestellten Beispiel mittels partieller Oxidation mit anschließender CO-Shift-Anlage und besteht meistens aus einer Niedertemperatur- und einer Hochtemperaturstufe. Dies ist notwendig, um eine möglichst hohe CO-Konversion zu erreichen. Die Bereitstellung des Sauerstoffs für die partielle Oxidation und die Nachverbrennung ist ein wichtiger Kostenpunkt dieses Konzeptes.

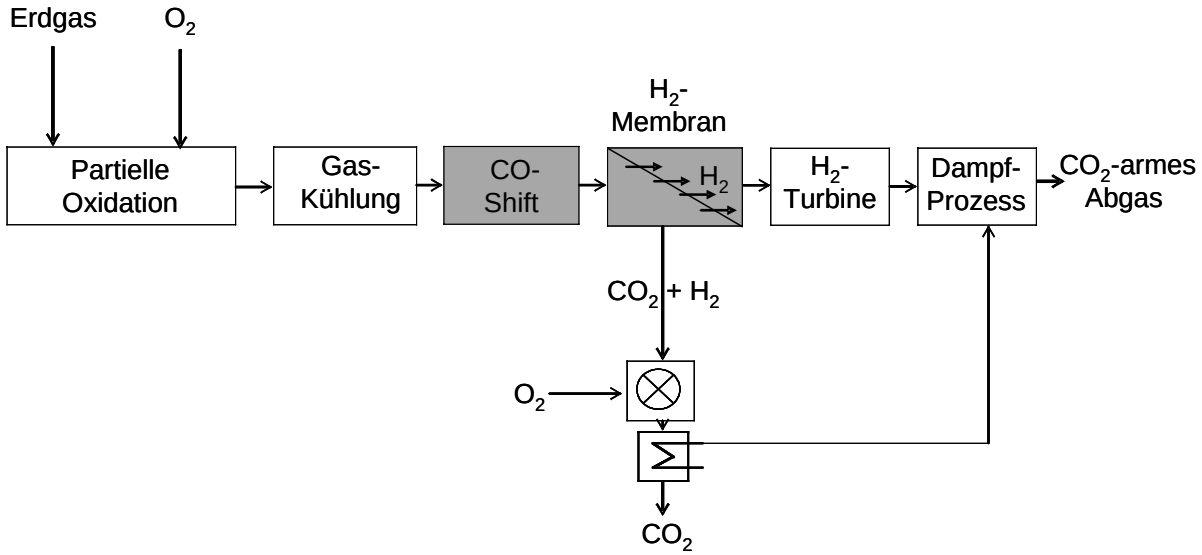


Abb. 5-6 NGCC-Kraftwerk mit H_2-Abtrennung durch Membran und Nachverbrennung des Retentats

Abb. 5-7 und Abb. 5-8 zeigen die Anlagekomponenten der physikalischen Wäsche und der Membranabtrennung (H_2-Membran). Im Vergleich zu der chemischen Absorption (z.B. Aminwäsche) findet bei der physikalischen Wäsche die Regeneration der Absorptionslösung durch Entspannung statt. Die Membrantechnik ist apparativ gesehen sehr einfach und hat eine kompakte Bauweise.

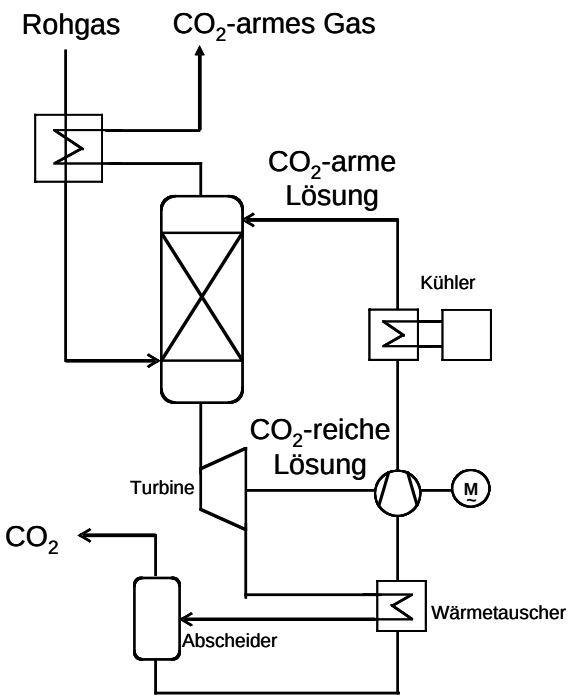


Abb. 5-7 Physikalische Wäsche

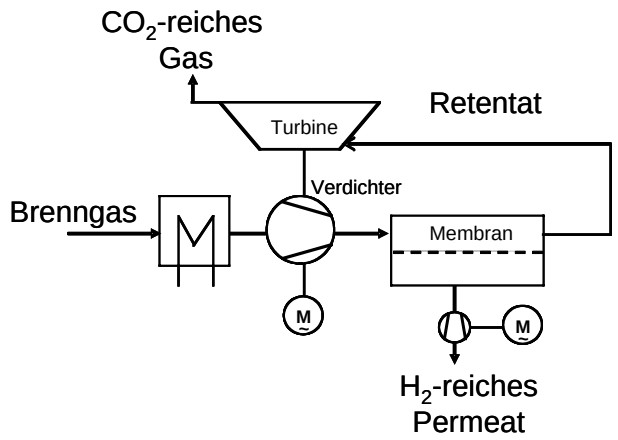


Abb. 5-8 CO_2-Anreicherung mit Membrantechnik

5.1.1.3 Oxyfuel-Verfahren (Sauerstofflösung)

Die Kraftwerkstechnik zur Verbrennung in Sauerstoff ist eine andere Möglichkeit, die CO_2-Abtrennung einfacher zu gestalten (die „Sauerstofflösung“). Anstatt mit Luft erfolgt die Verbrennung der Brennstoffe mit reinem Sauerstoff, so dass daraus ein weit geringeres (da stickstofffreies) Abgasvolumen resultiert. Die Rauchgase enthalten im Wesentlichen CO_2 (ca. 80 Vol. %) und Wasserdampf. Durch anschließendes Auskondensieren des Wasserdampfes kann der CO_2-Strom ohne zusätzlichen technischen Aufwand leicht der Speicherung zugeführt werden. Ein weiterer Vorteil ist, dass durch die Verbrennung im reinen Sauerstoff keine Stickoxide entstehen und somit die aufwändigen Entstickungsanlagen entfielen. Nachteilig ist der hohe Energieaufwand zur Herstellung des Sauerstoffs. Bevor dieses Verfahren zur CO_2-Sequestrierung großtechnisch genutzt werden kann, sind insbesondere im Bereich der O_2-

Erzeugungsverfahren signifikante Verbesserungen notwendig. Intensive Forschungen bestehen derzeit hinsichtlich der Entwicklung von Membrantrenntechnologien. Das Verbrennen im Sauerstoff kann prinzipiell bei allen Kraftwerkstypen eingesetzt werden. Es ist auch eine Nachrüstung möglich, allerdings ist der Aufwand hierfür sehr hoch einzustufen, da eine Luftzerlegungsanlage und eine Rauchgasrezirkulation zur Regulierung der Feuerraumtemperatur erforderlich ist.

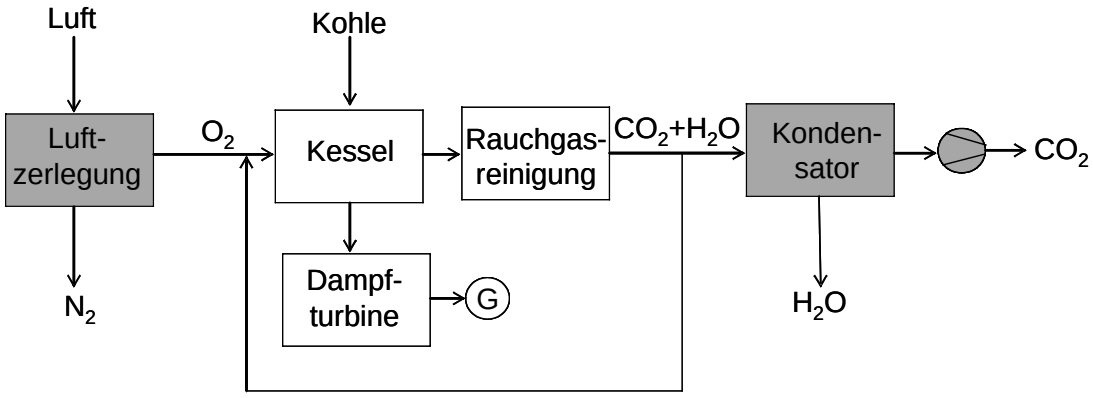


Abb. 5-9 Das Oxyfuel-Verfahren (Verbrennung in reinem Sauerstoff)

Am einfachsten kann das Verfahren in Kraftwerken mit Dampfkessel eingesetzt werden. Eine Prinzipdarstellung des Oxyfuel-Verfahrens mit einem Dampfkessel ist in Abb. 5-9 zu sehen. Nach der Verbrennung und Gasreinigung besteht die eigentliche CO_2-Abscheidung lediglich aus einem Kondensator zur Wasserabscheidung und einem Verdichter, um das CO_2 für Transport und Lagerung zu verdichten.

Für den Erdgaseinsatz besteht neben der Sauerstoffbereitstellung auch bei den einzusetzenden Turbinen weiterer Entwicklungsbedarf. Bei der Sauerstoffherstellung könnten die Hochtemperaturmembranen eine Optimierung darstellen, der Energieaufwand lässt sich damit drastisch reduzieren. Diese speziellen Membranen mit Ionen- und Elektronenleitfähigkeit sind noch nicht Stand der Technik. Insgesamt muss das Oxyfuel-Verfahren noch die üblichen Entwicklungsphasen vom Technikum über die Pilot- bis zur Demonstrationsanlage durchlaufen und wird deshalb die kommerzielle Verfügbarkeit erst mittel- oder langfristig erreichen können.

5.1.1.4 Fazit zu den CO_2-Abtrenntechnologien (kurz- bis mittelfristige Optionen)

- Die Abtrennung von CO_2 aus den Rauchgasen (**Abtrennung *nach* der Verbrennung – Post-Combustion**) konventioneller Kraftwerke führt zu einer signifikanten Erhöhung der Stromgestehungskosten, bringt einen erheblichen zusätzlichen Brennstoffverbrauch mit sich und reduziert substanziell den Kraftwerkswirkungsgrad (vgl. dazu im Detail Kap. 10 und 12). Die Technik ist heute verfügbar, es fehlt allerdings noch die Demonstration im kommerziellen Kraftwerksmaßstab. Auf Dauer wird sich diese Technik wahrscheinlich nicht durchsetzen können, wenn es nicht kurzfristig zu einer deutlichen Verschärfung der Klimaschutzvorgaben kommt und damit hinreichend Entwicklungszeit für andere Verfahren bleibt.

- CO_2-**Abtrennung *vor* der Verbrennung (Pre-Combustion)** in IGCC und NGCC Kraftwerken ist im Vergleich zur CO_2-Rauchgasabscheidung aus heutiger Sicht das günstigere Verfahren. Hier ist die großtechnische Demonstration der nächste Schritt. Die IGCC-Technik selber ohne CO_2-Abtrennung ist mittlerweile in einigen Anlagen erprobt. Zur Implementierung der CO_2-Abtrennung besteht Verbesserungs- und Entwicklungsbedarf hinsichtlich der Verfügbarkeit von Einzelkomponenten (z.B. Wasserstoffturbine).
  Mit dem Bau eines IGCC-Kraftwerks mit CO_2-Abtrennung im Kraftwerksmaßstab (ca. 400 MW_{el}) bis zum Jahr 2014 will RWE Power den Einstieg in diese Technologie vollziehen.
- Das **Oxyfuel-Verfahren** bietet derzeit die besten Voraussetzungen für die CO_2-Abtrennung hinsichtlich der erreichbaren Gesamtprozesswirkungsgrade und ggf. auch der resultierenden Kosten, da es weitgehend auf Komponenten der klassischen Kraftwerkstechnik basiert. Eine genaue Bewertung ist zurzeit noch nicht möglich, da sich das Verfahren erst am Anfang der Demonstrationsphase befindet.

  Das Energieunternehmen Vattenfall wird am Standort Schwarze Pumpe im brandenburgischen Spremberg die weltweit erste Pilotanlage für die Braunkohleverbrennung nach dem Oxyfuel-Verfahren bauen. Die Vattenfall-Pilotanlage mit einer Leistung von 30 MW (thermisch) wird zu Forschungs- und Entwicklungszwecken eingesetzt mit dem Ziel, die neue Technologie zur Marktreife zu führen. Sie soll nach einer etwa dreijährigen Bauzeit 2008 in Betrieb gehen. Das CO_2 wird zunächst nicht gespeichert – entsprechende Konzepte (z. B. Transportoptionen) werden aber untersucht.

Die den kurz- bis mittelfristigen Maßnahmen zugrunde liegenden Prozessschritte und Verfahren sind in Tab. 5-1 noch einmal zusammenfassend aufgeführt und hinsichtlich ihres Entwicklungsstandes beurteilt.

Tab. 5-1 Entwicklungsstand der CO_2-Abscheideverfahren

CO_2-Abscheidung	**Entwicklungsstand**	**Anmerkungen**
Post-Combustion a) Absorptive Rauchgaswäsche b) Adsorption c) CO_2-Membran	a) Technik verfügbar, vereinzelt kommerzielle Anwendungen zur CO_2-Abtrennung im Energiebereich, für andere Zwecke z.B. Rauchgasentschwefelung etablierte Technik b) prinzipiell einsatzfähig, bisher nur für kleine Gasströme c) heutige Techniken weisen sehr schlechte Membranselektivitäten auf, keine Einsatzreife für die CO_2-Abtrennung aus dem Rauchgas	Post-Combustion Systeme nutzen normalerweise ein flüssiges Lösungsmittel (z.B MEA) für die Abtrennung aus dem Abgas mit keinen CO_2-Anteilen (typischerweise 3-15%) a) Anwendungsnahe, aber derzeit noch sehr teure und verlustbehaftete Technologie; prinzipiell an bestehenden Kraftwerken nachrüstbar b) c) spezifisch hoher Energiebedarf schließt Einsatz zu CO_2-Abtrennung aus dem Rauchgas nahezu aus
Pre-Combustion a) Kohlevergasung (IGCC) b) Erdgasreformierung (NGCC) c) Kohle/Erdgas-Brennstoffzelle (HT-IGFC) d) Physikalische CO_2-Wäsche e) H_2-Membranabtrennung f) Hochtemperaturabtrennung (z.B. in situ Bindung von CO_2 an CaO)	a) b) d)Technik (mit Ausnahme der H_2-Turbine) prinzipiell großtechnisch verfügbar c) Entwicklungsstadium (langfristig hohes Potenzial, Zeitraum 20-50 J. e) Entwicklungsstadium nahe an Kommerzialisierung, aber noch teuer f) Entwicklungszeitraum 10 bis 20 J., sehr hohe Forschungsintensität (speziell Japan und Norwegen)	In Pre-Combustion Systemen erfolgt zunächst eine thermochemische Umwandlung (z.B. Vergasung, Reformierung) des Brennstoffs (mit Dampf, Sauerstoff oder Luft) in ein Synthesegas (hauptsächlich CO, H_2, CO_2, bei Luftvergasung auch N_2). In einem „Shift-Reaktor“ wird CO zusammen mit H_2O in weiteren H_2 und CO_2 umgewandelt. Vor der Verbrennung wird das Gemisch in einen H_2-/CO_2-Strom getrennt. Im Gemisch liegt das CO_2 bereits in hoher Konzentration (15-60 %) und ggf. auch unter Druck vor, was eine CO_2-Abtrennung begünstigt. Zur Trennung können physikalische Wäschen für CO_2 aber auch Membranen für H_2 eingesetzt werden. Eine weitere Möglichkeit besteht darin, das CO_2 bereits bei der thermochemischen Umwandlung mittels Hochtemperatur-Sorbens (z.B. CaO) abzutrennen. a) Potenzial zu geringeren Kosten und höheren Wirkungsgraden; Einstiegsoptionen in H_2-Technologie; Verfügbarkeit noch unzureichend/Probleme mit modulierender Fahrweise c) ermöglicht prozessinterne CO_2-Abtrennung
Oxyfuel Verbrennung mit Sauerstoff in a) Kraftwerksfeuerung mit Rauchgas-Rezirkulation b) Gasturbine	a) b) Entwicklung von O_2-Membranen anstelle der Kryogenen Luftzerlegung (15 bis 20 J.) b) Entwicklung modifizierter Gasturbinen erforderlich (Arbeitsmittel CO_2/H_2O)	Bei den Oxyfuel Verfahren wird Sauerstoff anstelle von Luft für die Verbrennung eingesetzt. Das Abgas besteht hauptsächlich aus CO_2 und Wasserdampf, welcher durch Kühlung auskondensiert wird. Außer der Kondensation bedarf es evtl. weiterer Gasreinigung, um speicherfähiges CO_2 bereit zu stellen. Die meisten Konzepte benötigen Sauerstoff im Bereich > 95 % welcher mittels Luftzerlegung erzeugt wird. Für Kohle befindet sich das Verfahren in der Demonstrationsphase. Gasturbinen für Sauerstoffbetrieb befinden sich noch im Entwicklungsstadium.

5.1.2 Langfristige Optionen

Die Anwendung der in Tab. 5-1 beschriebenen kurz- bis mittelfristigen Maßnahmen zur CO_2-Abtrennung ist immer mit einem relativ hohen Energieeinsatz verbunden. Innovative Trennverfahren, kombiniert mit neuen Kraftwerkstypen, könnten den Energieeinsatz minimieren und dadurch die CO_2-Abtrennung effizienter gestalten. Im Wesentlichen sind dies Kraftwerkskonzepte, bei denen zur Stromerzeugung Hochtemperaturbrennstoffzellen (SOFC, MCFC) eingesetzt werden oder neue Kraftwerkskonzepte, die den zur Verbrennung nötigen Sauerstoff aus der Reduktion eines Metalloxides beziehen (Chemical Looping Combustion). Beide Ansätze bieten die Möglichkeit, CO_2 ohne zusätzlichen Energieaufwand aus dem Prozess zu isolieren. Bei den meisten dieser Technologiekombinationen muss allerdings erst noch die Machbarkeit demonstriert werden.

5.1.2.1 CO_2-Abtrennung mit Brennstoffzellen

Prinzipiell können alle Brennstoffzellenarten mit einer CO_2-Abscheidung vor oder nach der Brennstoffzelle in verschiedenen Schaltungen gekoppelt werden. Am interessantesten ist das Konzept der Kombination einer Hochtemperatur-Oxidbrennstoffzelle (SOFC, Solid Oxide Fuel Cell) mit einem WGSMR-Nachbrenner (WGSMR = Water Gas Shift Membran Reactor). Das Anodenrestgas, welches noch 30-35 % nicht genutztes Brenngas enthält, wird einem Shift-Reaktor mit Wasserstoffmembran zugeführt, der Wasserstoff diffundiert durch die Membran und wird auf der Permeatseite mit Luft in einer Turbine verbrannt. Das Retentat wird nach dem Auskondensieren des Wassers der CO_2-Verdichtung und dem CO_2–Transport zugeführt. Der Elektrolyt der SOFC Brennstoffzelle hat auch die Funktion einer Trennphase des O_2 vom N_2. Luft wird der Kathode unter Druck zugeführt. Die Sauerstoffionen diffundieren von der Katodenseite des Elektrolyten auf die Anodenseite, wo sie mit dem Brennstoff (H_2, CO, CH_4) reagieren.

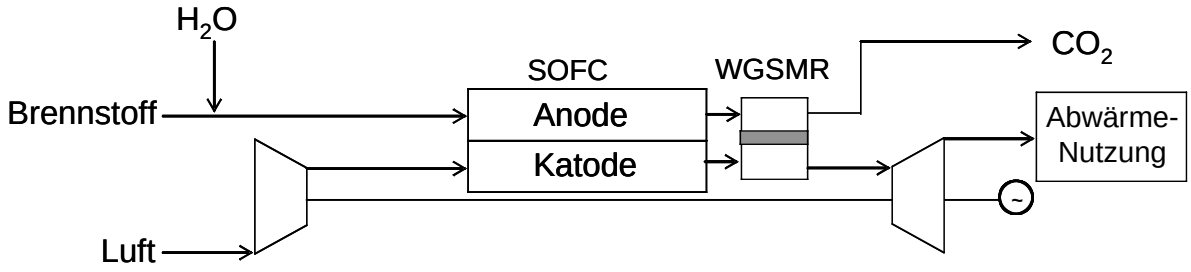


Abb. 5-10 CO_2-Abscheidung in einer SOFC Brennstoffelle und WGSMR- Nachbrenner

Das Anodenrestgas besteht nur aus CO_2 und bisher nicht reagiertem Brenngas. Um die Energie des Anodenrestgases zu nutzen, muss das Gas einer Nachverbrennung zugeführt werden. Dieses Konzept wird in den Niederlanden bei ECN untersucht und ist in Abb. 5-10 dargestellt (Dijkstra 2002). Die gerechneten elektrischen Wirkungsgrade für GuD Kraftwerke mit SOFC liegen bei 60 % mit CO_2-Abscheidung. Hochtemperatur-Brennstoffzellen für den Kraftwerkseinsatz werden allerdings wahrscheinlich nicht vor 2030 zur Verfügung stehen.

Der **ZECA Prozess** kombiniert die Hochtemperatur-Brennstoffzellentechnik mit hydrierender Kohlevergasung und einem Calciumoxid/Calciumcarbonat-Kreislauf. In diesem Prozess (Abb. 5-11) wird die Kohle durch hydrierende Druckvergasung mit H_2 zu CH_4 umgesetzt. CH_4

wird im nächsten Prozessschritt mit Wasserdampf in Anwesenheit von CaO zu H_2 und $CaCO_3$ umgesetzt. Zur Hälfte wird der Wasserstoff der Hydrovergasung zugeführt und die andere Hälfte wird in einer SOFC verstromt. Die Abwärme der SOFC ermöglicht die Regeneration von CaO (durch thermische Zersetzung von $CaCO_3$ in CaO und CO_2). Reines CO_2 wird aus dem Reaktor bei 1 bar abgeführt.

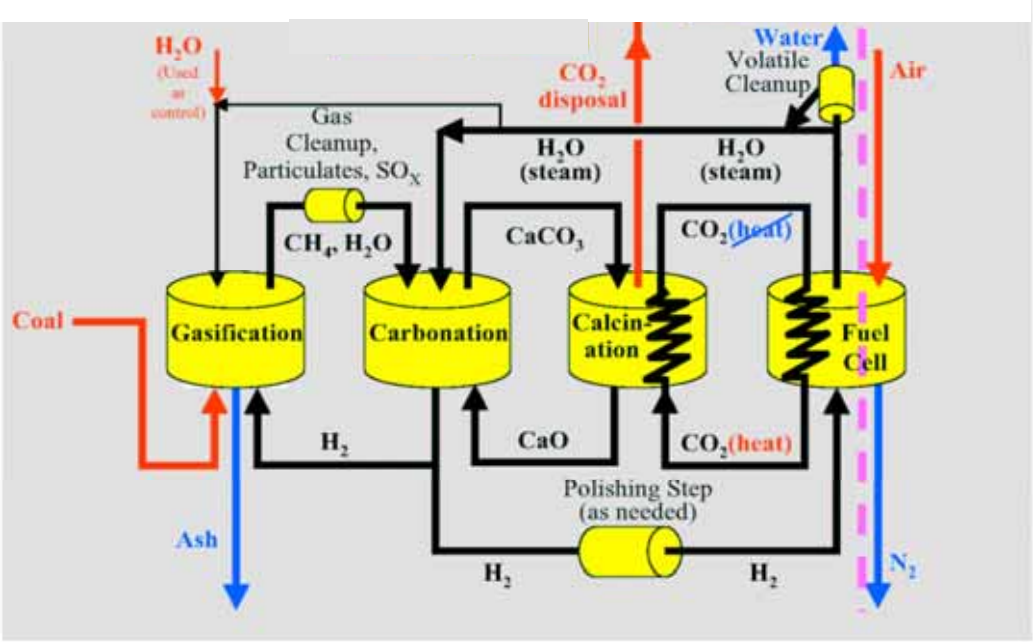


Abb. 5-11 Der ZECA Prozess (Lackner 2001)

Die Schlüsselkomponente des Konzepts ist die SOFC, die unter einem Druck von 30 bar arbeitet. Solche Brennstoffzellen werden voraussichtlich in 25-30 Jahren in einer für Kraftwerke erforderlichen Leistung verfügbar sein (Lackner 2001). Es sind darüber hinaus noch viele technische Fragen ungeklärt wie z.B. die Kopplung von Systemen, die auf verschiedenen Druckniveaus arbeiten (Vergaser 60 bar, Kalzinierer 1 bar, SOFC 30 bar). Probleme bereitet auch noch der unvollständige Stoffumsatz und die Stabilität des Sorbents etc. Der elektrische Wirkungsgrad des Systems wird auf 70 % geschätzt. Beim Einsatz von heutigen Technologien kommt man allerdings mit diesem Konzept zu einem Wirkungsgrad von „nur“ 39 %. Die Forschungsarbeiten zu diesem Prozess sind vorwiegend in Nordamerika bei der ZECA Corporation (formerly the **Z**ero **E**mission **C**oal **A**liance), einem Zusammenschluss von Energieversorgungsunternehmen, der Kohleindustrie und Forschungsinstituten, angesiedelt.

5.1.2.2 Das AZEP Konzept

Der AZEP Prozess (**A**dvanced **Z**ero **E**mission **P**ower Plant) wurde im Rahmen eines EU Projekts im 5. Rahmenprogramm entwickelt und basiert auf einem Kraftwerkskonzept mit Gasturbine, Verbrennung mit Sauerstoff und CO_2-Zurückhaltung (Abb. 5-12). Das Schlüsselelement in diesem Konzept ist der Reaktor mit integrierter keramischer Hochtemperatur-Sauerstoffmembran. Im Unterschied zum Oxyfuelverfahren, wo die Sauerstofferzeugung in einer separaten Luftzerlegungsanlage realisiert ist, erfolgt beim AZEP-Konzept die Sauerstoffabtrennung direkt im Brennraum. Der Brennstoff (Erdgas) wird im Sauerstoff verbrannt,

die Abgase bestehen vorwiegend aus CO_2 und Wasser und werden einem konventionellen Dampfprozess zugeführt. Anschließend wird das Wasser auskondensiert und vom CO_2 getrennt. Berechnungen zeigen, dass bei dem AZEP Konzept der Wirkungsgradverlust des Kraftwerkes nur 2-5 % beträgt gegenüber ca. 10 % bei konventioneller CO_2-Abtrennung. Die Abgase bestehen - nach Wasserauskondensierung - aus konzentriertem CO_2, somit entfällt der Einsatz von aufwändigen Trennverfahren.

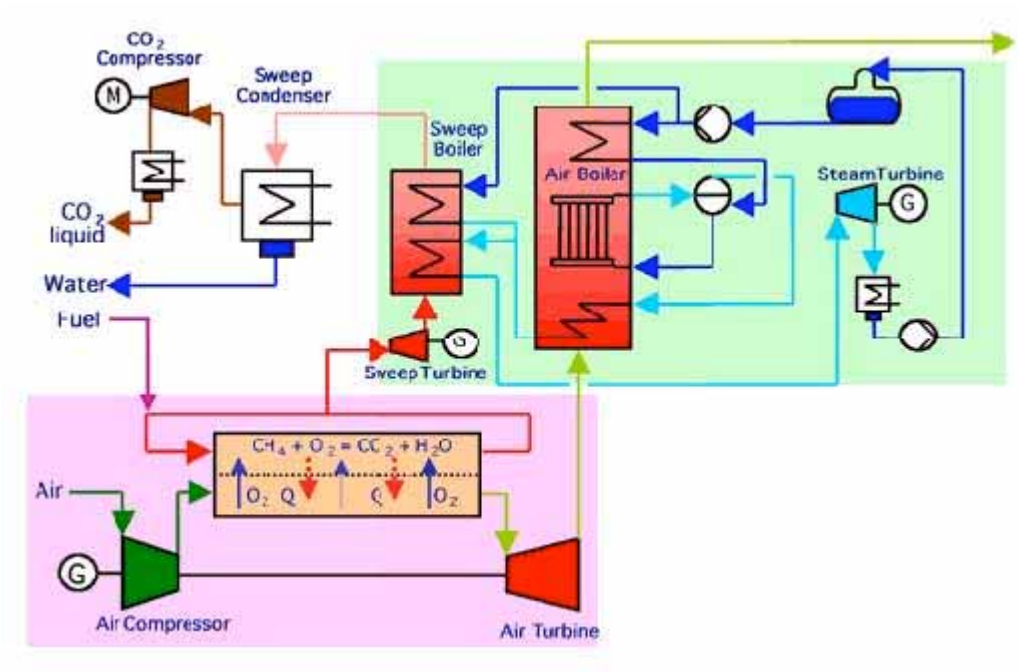


Abb. 5-12 Der AZEP Prozess (Göttlicher 2003)

5.1.2.3 Chemical Looping Combustion (CLC) Prozess

Bei diesem Prozess wird zur Oxidation des Brennstoffs nicht Sauerstoff, sondern ein Metalloxid eingesetzt. Damit wird der direkte Kontakt des Brennstoffs mit der für die Verbrennung zugeführten Luft vermieden. Die Verbrennungsabgase bestehen vorwiegend aus CO_2 und Wasser. Damit wird, wie bei Verbrennung mit Sauerstoff, eine einfache Abtrennung des CO_2 nach dem Auskondensieren des Wassers möglich. Das Prinzip- und das Fließbild des Prozesses sind in Abb. 5-13 dargestellt (Lyngfelt 2001). Als Brennstoff können gasförmige Stoffe eingesetzt werden. Feststoffe wie Kohle müssen vorher vergast werden. Das System besteht im Wesentlichen aus zwei Reaktoren: Im Ersten findet die Oxidation des Sauerstoffträgermetalls (z.B. Fe, Cu, Ni, Co, etc.) mit Luft zu Oxid statt, welches anschließend in den zweiten Reaktor befördert wird, wo es mit dem gasförmigen Brennstoff (z. B. Erdgas, H_2, Synthesegas, etc.) zu CO_2 und Wasser umgesetzt wird.

Der kritischste Punkt bei dem CLC-Prozess ist die Entwicklung eines Sauerstoffträgers, der dem wiederholten chemischen Zyklus Oxidation-Reduktion standhält und resistent gegenüber physikalischer und chemischer Degradation ist. Als Sauerstoffträger wird meist ein Metalloxid verwendet.

An der Chalmers University in Göteborg wurde 2004 eine erste 10 kW Anlage mit Ni 100 Stunden lang betrieben (Greenhouse Issues 2004).

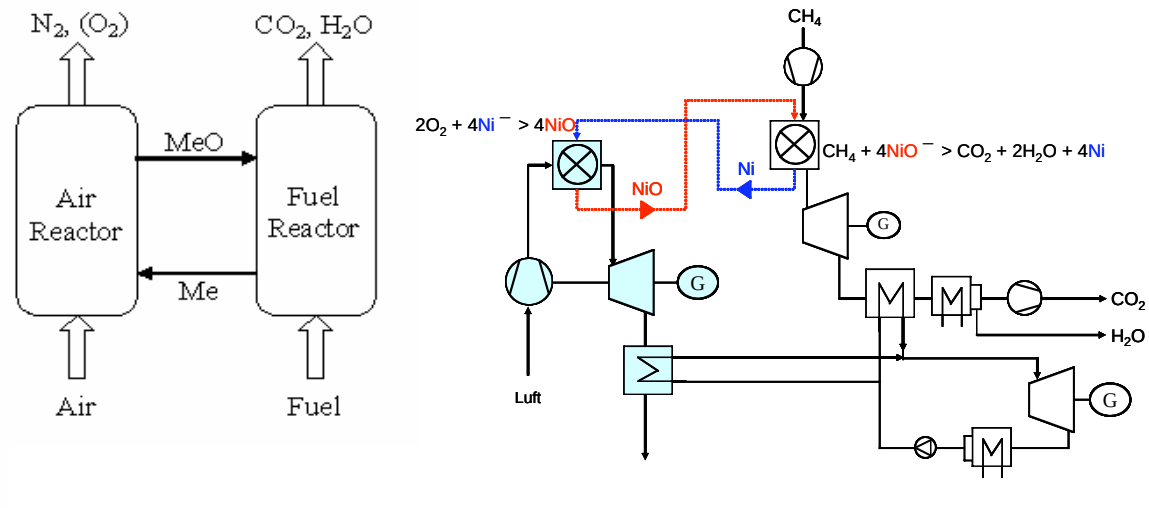


Abb. 5-13 Chemical Looping Combustion Process: Prinzip- und Fließbild

5.1.2.4 Neue hocheffiziente Kraftwerkskonzepte

Ein hocheffizientes Kraftwerkskonzept zur Verstromung von Erdgas stellt z.B. die Kombination von Hochtemperatur-Brennstoffzelle und Gasturbine dar (siehe Abb. 5-14, Maurstad et al. 2005). Theoretisch sind dort mit integrierter CO_2-Abtrennung Wirkungsgrade von bis zu 65 % möglich, was auf folgenden Grundlagen beruht:

- Beim Einsatz der SOFC ist der theoretisch erzielbare Wirkungsgrad nicht beschränkt durch den Carnot-Prozess, wie z.B. bei reinen Gas- und Dampfturbinenprozessen.
- Die endotherme Reformierung (in der Hochtemperatur-Brennstoffzelle oder einem Vorreformer) transferiert thermische (Abwärme) in chemische (Brennstoff) Energie.

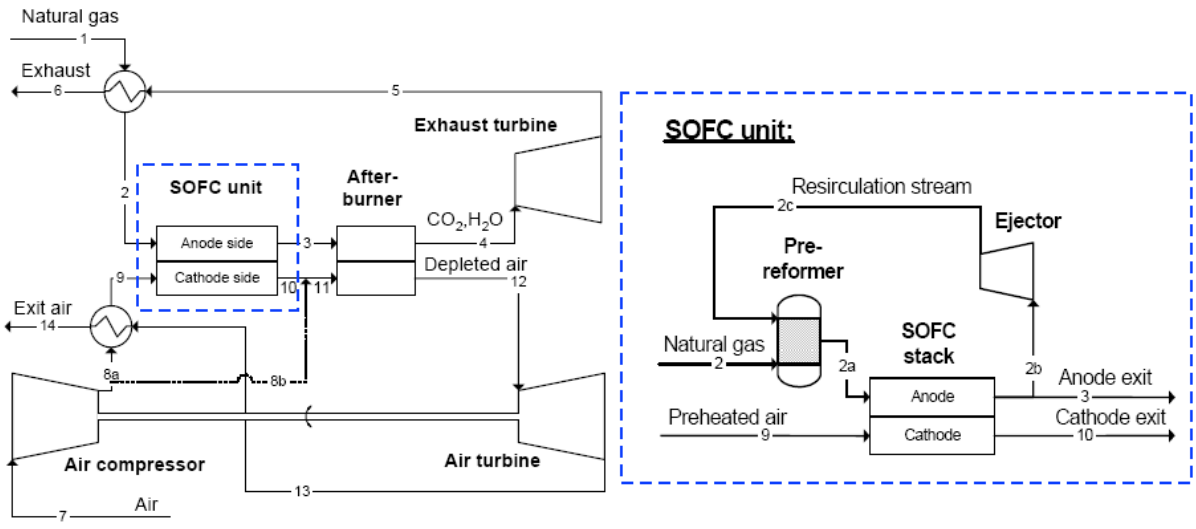


Abb. 5-14 CO_2-Abscheidung in einer SOFC Brennstoffzelle mit Gasturbine und Nachbrenner

Quelle: Maurstad et al. 2005

5.1.3 Möglichkeiten und Grenzen der Nachrüstung einer CO_2-Abtrennung am Kraftwerk

In den nächsten 20 Jahren besteht für Deutschland im Bereich fossiler Energieträger ein erheblicher Kraftwerksersatzbedarf. Aufgrund der langen Lebensdauer eines Kraftwerks (ca. 40 Jahre) und der Notwendigkeit, die CO_2-Emissionen bei der Stromerzeugung langfristig zu mindern, kommt bei einer heutigen Investitionsentscheidung auch die Möglichkeit einer späteren Nachrüstung einer CO_2-Abtrennung in Betracht. Kraftwerke, die bereits bei Planung und Bau die Möglichkeit der späteren Nachrüstung einer CO_2-Abtrennung vorsehen, werden als „capture ready“ bezeichnet.

Für anstehende Ersatzinvestitionen im Kraftwerkspark kommen aus betriebswirtschaftlichen Gründen laut (Fischedick et al. 2006) auf absehbare Zeit nur moderne konventionelle Kraftwerkstypen in der oberen Leistungsklasse mit Kraftwerksblöcken bis 1.000 MW_{el} und Lastanforderungen von 25-100% in Frage. Zudem zielen die Entwicklungen im Kraftwerksbereich angesichts steigender Brennstoffkosten auf einen möglichst hohen Wirkungsgrad, was auch eine Verminderung des spezifischen CO_2 Ausstoßes (gCO_2/kWh_{el}) mit sich bringt.

Zur Nachrüstung einer CO_2-Abtrennung an bestehenden Kohlekraftwerken kommen zwei Möglichkeiten in Betracht: Zum einen die „Post-combustion“-CO_2-Abtrennung aus dem Rauchgas, z.B. mittels MEA-Wäsche, und zum anderen die Umstellung des Verbrennungsprozesses auf reinen Sauerstoff (Oxyfuel-Verfahren). Beides bringt erhebliche Veränderungen der Infrastruktur im Kraftwerk mit sich. Bei der MEA-Wäsche handelt es sich dabei vorrangig um einen erheblichen zusätzlichen Platzbedarf für die Abgaswäscher und die Kolonne für die Regeneration der Waschflüssigkeit sowie entsprechende Speichermöglichkeiten. Im Falle einer Nachrüstung zum „Oxyfuel“-Kraftwerk ist eine Luftzerlegungsanlage für den benötigten Sauerstoff notwendig. Zudem erfordert eine derartige Umrüstung größere Umbauarbeiten am Feuerraum, wie z.B. die Möglichkeit zur Rezirkulation von CO_2 aus dem Abgas, welche zur Temperaturkontrolle der Verbrennung benötigt wird. Einfachere Möglichkeiten der Nachrüstung (in Form von „Pre-Combustion“-Technologie) bestehen, wenn von

vorn herein auf die Vergasungstechnologie gesetzt wird. Die Anfangskosten sind gegenüber konventioneller Kraftwerkstechnik zwar höher, die späteren Zusatzkosten für die Nachrüstung aber geringer.

Sofern von den technischen und örtlichen Voraussetzungen überhaupt möglich, führt eine nachgerüstete CO_2-Abtrennung immer zu einem Wirkungsgradverlust, der bei gleicher elektrischer Leistung durch einen Mehrverbrauch an Brennstoff kompensiert werden muss. Durch die Erhöhung der Stromerzeugungskosten ist die CO_2-Abtrennung unter heutigen Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich. Durch eine Veränderung der heutigen Rahmenbedingungen (z.B. durch einen CO_2-Zertifikatshandel) könnte die Nachrüstung einer CO_2-Abtrennung jedoch in einigen Jahren perspektivisch wirtschaftlich werden, wodurch sich das prinzipielle Interesse an der Option der Nachrüstung erklärt. Einige Unternehmen hat dies dazu bewogen, bei ihren derzeitigen Kraftwerksplanungen darüber nachzudenken, wie sie ihre Anlagen „capture ready“ errichten können, sich also schon durch geeignete Maßnahmen auf eine spätere Nachrüstung vorbereiten.

In (Sekar et al. 2005) werden zukünftige CO_2-Regulierungen und die gegenwärtigen Investitionen im Kraftwerksbereich betrachtet. Im amerikanischen Raum werden dort im wesentlichen zwei Technologien identifiziert, die heute für neue Kohlekraftwerke in Frage kommen: PC (pulverized coal technology) und IGCC (integrated coal gasification combined cycle). Untersucht wurden die Auswirkungen zukünftiger Kosten von CO_2-Regulierungen, der Nachrüstung einer CO_2-Abtrennung und einer möglichen Emissionsabgabe. Anhand von Eckdaten (z.B. CO_2-Steuer) wird die Wirtschaftlichkeit der beiden Konzepte gegenübergestellt und ermittelt, ab wann es sich lohnt, z.B. eine CO_2-Abtrennung nachzurüsten.

Nachfolgend sind einige Voraussetzungen für die Nachrüstung (retrofit) von bestehenden Kraftwerken aufgeführt. Um bei der Post Combustion CO_2-Abtrennung den in mehreren Studien prognostizierten Wirkungsgradverlust im Bereich > 10 % zu minimieren, kommt der Prozessintegration besondere Bedeutung zu. Bei (Gibbins et al. 2004) werden für die Nachrüstung sechs Regeln aufgestellt und an Beispielen erläutert. Hintergrund der Arbeit war es, bei den Post Combustion Lösungen die Effektivität zu maximieren und das Verbesserungspotenzial gegenüber den Studien aufzuzeigen, die bisher keine optimierte Prozessintegration berücksichtigen.

- Eine der wichtigsten Voraussetzungen bei der Nachrüstung einer CO_2-Abtrennung am Kraftwerk ergibt sich aus dem erheblichen zusätzlichen Platzbedarf, der begrenzend wirken könnte (nach ersten Abschätzungen liegt der zusätzliche Platzbedarf bei rund 50 bis 100%).
- Wenn Kraftwerke mit einer CO_2-Abtrennung nachgerüstet werden, sollten diese einen guten Wirkungsgrad aufweisen oder es muss auch am Kraftwerksprozess an sich nachgerüstet werden. Es ist wirtschaftlich nicht sinnvoll, an Kraftwerken, die mit einem Wirkungsgrad von 30 % arbeiten, eine CO_2-Abtrennung aus dem Rauchgas nachzurüsten.
- Bei der CO_2-Abtrennung aus dem Rauchgas nimmt der apparative und energetische Aufwand mit kleiner werdender CO_2-Konzentration im Abgas überproportional zu. Deshalb kann bei einer Nachrüstung die partielle CO_2-Abtrennung die ökonomischste Lösung sein.

5.2 Konzepte für einen Einstieg in die großtechnische Bereitstellung von H_2

Großtechnisch erfolgt die Erzeugung von Wasserstoff aus fossilen Quellen über die Erdgasreformierung sowie die partielle Oxidation von Kohlenwasserstoffen und der Vergasung von Kohle. Daneben kann Wasserstoff auch sekundär über die Wasserelektrolyse (z.B. als Nebenprodukt bei der Chlorherstellung) produziert werden. Die Wasserelektrolyse ist dabei vom Primärenergieträgereinsatz unabhängig und wird somit langfristig als das wesentliche Standbein einer regenerativen Wasserstoffenergiewirtschaft gesehen.

5.2.1 Großtechnische H_2-Herstellung heute (Dampfreformierung von Erdgas)

Einer der größten Hersteller von Wasserstoff und der entsprechenden Produktionsanlagen, mit einer Kapazität bis zu 100.000 m_N^3/h (ca. 300 MW), ist in Deutschland die Firma Linde. In der Region Leuna/Bitterfeld werden Großkunden über ein Rohrleitungsnetz beliefert. Zudem erfolgt der Vertrieb in komprimierter Form über deutschlandweit ca. 800 Vertriebsstellen.

Bei der Dampfreformierung wird aus Erdgas und Wasserdampf in einem Reaktor bei hohen Temperaturen zunächst Wasserstoff, Kohlenmonoxid und -dioxid erzeugt und in einem zweiten Prozessschritt der Kohlenmonoxid-Anteil mit Dampf zu Kohlendioxid und Wasserstoff konvertiert (CO-Shift-Stufen). Schließlich wird Wasserstoff mittels Druckwechseladsorption (PSA = Pressure Swing Adsorption) vom Restgas getrennt. Das Restgas enthält neben CO_2 noch bis zu 60 % brennbare Bestandteile und wird zur Beheizung des Reformers eingesetzt.

5.2.2 Möglichkeiten und Aufwand zur CO_2 Abtrennung (bei der H_2-Erzeugung)

Bei der großtechnischen H_2-Herstellung kann CO_2 mittels MEA-Wäsche abgetrennt werden, wie es in Abb. 5-15 skizziert ist (Vagnetti 2005). Bei der skizzierten Anordnung kann CO_2 nicht vollständig abgetrennt werden, da zur Beheizung des Reformers das Restgas und ein Teilstrom des Erdgases eingesetzt werden, die bei ihrer Verbrennung ein CO_2-haltiges Abgas erzeugen. Bei Vagetti 2005 wurde eine CO_2-Abtrennung von 71% angenommen. Der Aufwand für die CO_2-Abtrennung ist dabei vergleichbar mit aminbasierten Post Combustion Systemen zur CO_2-Abtrennung aus dem Abgas von Kohlekraftwerken. Für die Bereitstellung der Basisdaten für die LCA-Betrachtungen wurde das oben beschriebene Verfahren mit dem Prozesssimulationsprogramm „IPSE-Pro“ abgebildet. In Abweichung zu Vagnetti 2005 ergab sich dabei eine CO_2-Abtrennung von 51%.

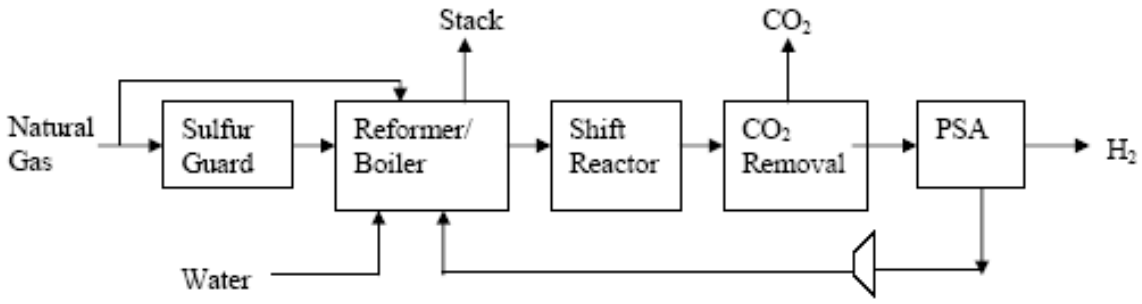


Abb. 5-15 Wasserstoffherstellung aus Erdgas mittels Dampfreformierung und CO_2-Abtrennung (MEA-Wäsche)

5.2.3 Wasserstoffherstellung aus der Feststoffvergasung

Derzeit stammen ca. 83% der Gesamtwasserstoffproduktion aus der Reformierung von Erdgas und ca. 14% aus der Naphtha Reformierung in Raffinerieprozessen. Nur ca. 3% werden durch die Vergasung kohlenstoffhaltiger Rückstände „Heavy Residues“ hergestellt (siehe vereinfachtes Prozessfließbild in Abb. 5-16). Grundsätzlich eignet sich das Verfahren auch zur H_2-Herstellung aus Kohle. Dabei wird ein pumpfähiger „Slurry“ aus kohlenstoffhaltigen Rückständen oder Kohle mit Sauerstoff und Dampf vergast. Neben H_2 und anderen Bestandteilen (CO_2, H_2S, COS) enthält das Rohgas bis zu ca. 50% CO, welches in einer Shift-Stufe mittels Wasserdampf in H_2 und CO_2 konvertiert werden muss. Nachfolgend sind die wesentlichen Prozessschritte aufgeführt.

- Luftzerlegung und Sauerstoffkompression
- Flugstromvergasung (Multi Purpose Gasification MPG - Quench Konfiguration)
- Rohgas Shiftstufe zur CO-Konversion
- Entschwefelung
- H_2-Abtrennung (in Abb. 5-16 nicht dargestellt)

Der Vergasungsteil und die Gasaufbereitungsstufen des dargestellten Verfahrens zur H_2-Erzeugung aus Kohle entsprechen weitgehend denen eines IGCC Kraftwerkes mit vorgesehener CO_2-Abtrennung vor der Verbrennung in der Gasturbine. Die H_2-Abtrennung ist im vereinfachten Prozessfließbild nicht dargestellt. Abhängig von den Qualitätsanforderungen an den gewonnenen Wasserstoff gibt es z.B. folgende H_2-Abtrennmöglichkeiten:

- Für eine hohe H_2-Reinheit kommt die Abtrennung mittels PSA (Pressure Swing Adsorption) in Frage. Als Rest bleibt ein Gemisch aus CO_2, Rest-H_2, CO und den Restgasen.
- Analog zu den IGCC Kraftwerkskonzepten kann auch das CO_2 aus dem Produktgas abgetrennt werden (physikalische Wäsche z.B. Rectisol). Das verbleibende Gas besteht hauptsächlich aus Wasserstoff (jedoch nicht in hochreiner Form), welcher beim IGCC Kraftwerk in einer speziellen H_2-Gasturbine verbrannt würde.

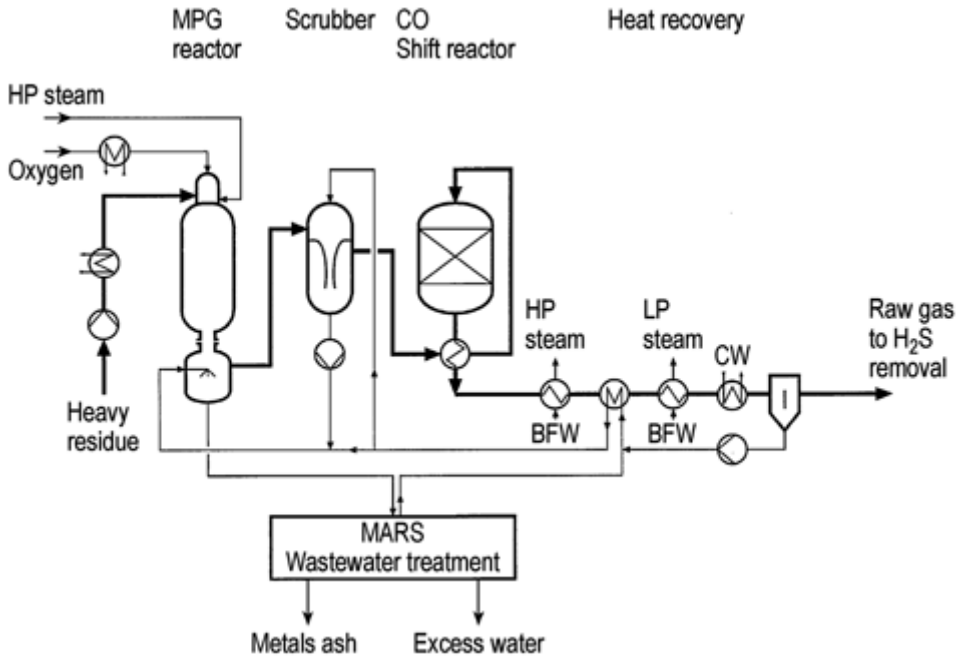


Abb. 5-16 Vereinfachtes Prozess Fliessbild zur Vergasung kohlenstoffhaltiger „Slurries“ für die H_2-Herstellung (Ullmann’s 2002)

5.2.4 CO_2 freie Konzepte zur H_2 Erzeugung

Seit Anfang der 80er Jahre entwickelt die Kværner Engineering S.A. aus Norwegen das gleichnamige Verfahren („Kværner Carbon Black and Hydrogen Process") zur CO_2-freien Erzeugung von Wasserstoff. Dabei werden Kohlenwasserstoffe (Erdgas, Erdöl) in einem Plasmabrenner bei ca. 1600°C in Aktivkohle (reinen Kohlenstoff) und Wasserstoff getrennt. Eine seit 1992 in Kanada betriebene Pilotanlage erzeugt aus 1.000 m_N^3/h Erdgas und 2.100 kW_{el} elektrischer Energie neben Heißdampf mit einer Leistung von 1.000 kW rund 500 kg/h Aktivkohle und 2.000 m_N^3/h Wasserstoff. Berücksichtigt man alle verwertbaren Produkte, erreicht die Anlage einen Wirkungsgrad von 93 %. Ca. 50 % davon entfallen auf den Wasserstoff, etwa 40% auf die Aktivkohle und 10 % auf den Heißdampf.

5.3 Lernkurven und mögliche Kostendegressionen

Zur Abschätzung einer möglichen Kostendegression bei Wirtschaftsgütern wird vielfach das „Boston Modell“ angewandt, wonach pro Verdopplung der Stückzahl Kostendegressionen im Bereich von 10-30 % zu erwarten sind. Prinzipiell kann dieses Modell auch zur Abschätzung der Kosten zukünftiger Technologien zur CO_2-Minderung im Kraftwerksbereich angewandt werden, wie es von (Riahi et al. 2006) ausführlich beschrieben und zur Abschätzung zukünftiger Kosten von Kraftwerkskonzepten mit CCS angewandt wurde. Grundlage einer zu erwartenden Kostensenkung ist dort eine kontinuierliche Verbesserung der Technologie mit jeder neu gefertigten Generation, die wachsenden Erfahrungen, die vorhandene Technologie effizienter einzusetzen und Rationalisierungsgewinne bei der Fertigung größerer Stückzahlen. Diese Wirkungen resultieren in den Lernkurven, welche die Veränderungen der Anlagenkosten als Funktion der kumulierten installierten Kapazität beschreiben. Die Lernkurven ermöglichen bei einer Szenarienbetrachtung die Berücksichtigung einer Kostenreduktion

durch eine unterstellte Anwendung der betrachteten Technologie. Dies ermöglicht die Berücksichtigung einer dynamischen Kostenentwicklung in Szenarien.

Um die möglichen zukünftigen Trends bezüglich der Kraftwerkskosten mit CO_2-Abtrennung vorherzusagen, wurden von (Rubin et al. 2006) historische Kostenentwicklungen von Kraftwerkskomponenten, wie z.B. Rauchgasentschwefelung, Entstickung aber auch der klassischen Kraftwerkskomponenten untersucht. Die dabei ermittelten Lernraten für Komponenten aus der Kraftwerkstechnik sind in Tab. 5-2 zitiert.

Tab. 5-2 Lernraten von Kapital und Betriebskosten von Kraftwerkstechnologie nach (Rubin et al. 2006)

Technologie	**Lernrate***	
	Kapitalkosten	**Betriebskosten**
Rauchgasentschwefelung	0.11	0.22
Entstickung SCR (Selective Catalytic Reduction)	0.12	0.13
GUD (Gas- und Dampfzyklus)	0.10	0.06
Kohlestaubfeuerung	0.05	0.07 - 0.30
Flüssiggas Herstellung (LNG)	0.14	0.12
Sauerstoffherstellung	0.10	0.05
Wasserstoffherstellung (SMR, Steamreforming)	0.27	0.27

* Anteilige Verminderung der Kosten bei einer Verdopplung der Kapazität

Interessant ist dabei der Hinweis, dass die bei der Entschwefelung gefundenen Lernraten mit anderen Lernraten aus dem Kraftwerksbau übereinstimmen, aber nur erreicht wurden, weil durch gesetzliche Vorgaben die zur Kostensenkung nötige installierte Kapazität erzielt wurde (Riahi et al. 2004). Diese Tatsache relativiert die Übertragbarkeit auf andere Bereiche etwas. Ein weiterer interessanter Hinweis bezüglich Lernraten für CCS Technologie findet sich in einer Unsicherheitsbetrachtung von (Gielen 2003). Er kommt zum Schluss, dass bei Szenarienbetrachtungen im Vergleich zu anderen Unsicherheiten die Lerneffekte nur eine untergeordnete Rolle spielen.

Während für die CCS-spezifischen Komponenten vergleichsweise Lernraten im Bereich der Abgasreinigung herangezogen werden können, sind Lerneffekte bei den Investitionskosten der konventionellen Kraftwerkstechnik als relativ gering einzustufen (z.B. Kohlestaubfeuerung). Zum einen handelt es sich hier um weit entwickelte Technologien und Fertigungsverfahren, zum anderen bewirkt die Forderung nach weiter steigenden Wirkungsgraden vielfach auch einen steigenden Fertigungsaufwand bzw. den Einsatz teurerer Materialien. Durch steigende Wirkungsrade können auch bei unveränderten Investitionskosten die Stromerzeugungskosten gesenkt werden.

Die hier diskutierten Lerneffekte für CCS-Komponenten und für konventionelle Kraftwerkskomponenten wurden bei der Ermittlung von Stromgestehungskosten von CCS-Kraftwerken berücksichtigt und sind in Kapitel 12 im Einzelnen dargelegt. Ausgehend von den für das Jahr 2020 definierten „marktreifen“ Referenztechnologien ist dort ein Technologiestatus „ausgereifte CCS-Kraftwerke“ für das Jahr 2040 definiert worden, der sowohl Effizienzsteigerungen und verbesserte CO_2-Abscheidegrade als auch veränderte spezifische Investitionskosten aufweist.

5.4 Relevante Technologien für Deutschland

Die Betrachtung der Rückhaltung und Speicherung von Kohlendioxid bei der Nutzung fossiler Energieträger beschränkte sich – neben der Wasserstofferzeugung – auf den Bereich der Stromerzeugung in Kraftwerken, da hier große Mengen CO_2 zentral emittiert werden. Die höchsten spezifischen CO_2 Emissionen pro erzeugte kWh_{el} weisen dabei Kohle-, insbesondere Braunkohlekraftwerke auf, was jedoch nicht ausschließt, dass auch bei Gaskraftwerken eine CO_2 Abtrennung sinnvoll sein kann. Ungefähr die Hälfte der deutschen Nettostromerzeugung basiert derzeit auf Kohle. Verschiedene Szenarien zukünftiger Energieversorgung gehen von einer unterschiedlich ausgeprägten Verminderung des Kohleanteils im deutschen Strommix aus. Trotz dieses Rückgangs wird für Deutschland ein Kraftwerksersatzbedarf bis 2030 von ca. 40 GW_{el} installierter Leistung prognostiziert (Fischedick et al. 2006), der teilweise oder je nach Rahmenbedingung (vgl. Prognos/EWI 2006) auch zu großen Teilen über Kohlekraftwerke gedeckt werden wird. Weltweit wird mit einem starken Zubau an Kohlekraftwerken (hauptsächlich China und Indien) gerechnet. Selbst wenn in den nächsten zwei Dekaden beim Ersatz deutscher Kohlekraftwerke CCS Technologie nicht zum Einsatz kommt, ist die Technologie für Deutschland durchaus von Relevanz, da hier führende Kapazitäten im Bereich Kraftwerkstechnik mit weltweiten Exporten ansässig sind.

Im Hinblick auf eine CO_2-Minderung beim Einsatz fossiler Brennstoffe stehen die Technologien zur Effizienzsteigerung an erster Stelle des Interesses. Durch den zeitnahen Einsatz dieser Technologien konnte in den letzten Jahrzehnten trotz verstärkter Umweltauflagen (die zum Teil zu einem Brennstoffmehrbedarf geführt haben) eine kontinuierliche Steigerung des Kraftwerkswirkungsgrades erzielt werden. Aus thermodynamischen und materialtechnischen Gründen kann dieser Trend nicht beliebig fortgesetzt werden. Eine weitere signifikante CO_2-Minderung bei der fossilen Stromerzeugung bedarf deshalb des Einsatzes von bislang noch verlustbehafteter CO_2-Abscheidetechniken oder neuen Kraftwerkskonzepten. Während CO_2-Abscheidetechniken mittelfristig zur Verfügung stünden, ist die Entwicklung von neuen Kraftwerkskonzepten eher langfristig zu sehen.

Aus heutiger Sicht kann nicht bestimmt werden, welche der kurz- bis mittelfristig prinzipiell verfügbaren CO_2-Abtrennverfahren die besten Realisierungschancen haben werden. Aus technologischer Sicht kann allen drei Optionen in der Zukunft eine relevante Bedeutung zukommen. Dies gilt zum einen für die Rauchgaswäsche als vermutlich adäquate Option für die Nachrüstung, insbesondere wenn es gelingt, über neue Waschmittel den Energieaufwand noch zu verringern. Für die IGCC-Technik ist von Bedeutung, dass die heute für den Kraftwerksprozess noch unzureichende Verfügbarkeit signifikant verbessert werden kann. Für das Oxyfuel-Verfahren kommt es darauf an, durch das gerade gestartete Demonstrationsvorhaben wertvolle Erfahrungen zu sammeln und in die Praxis erfolgreich umzusetzen.

Ob Techniken zur CO_2-Abscheidung beim Ersatz deutscher Kraftwerke relevant werden, hängt von den politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ab. Ohne entsprechende Anreize ist auch die Nachrüstung bestehender Kraftwerke mit einer CO_2-Abtrennung nicht relevant. Zur Vorbereitung auf perspektivische Entwicklungen kann es bei der Errichtung von neuen Kraftwerken evtl. sinnvoll sein diese „capture ready“ (vorbereitet für die Nachrüstung einer CO_2-Abtrennung) auszuführen.

Hinsichtlich der Standortwahl ist vor allem der Platzbedarf für die zusätzlichen Komponenten eine entscheidende Größe. Wesentlicher Faktor dürfte aber die Anbindung an geeignete

Speicherstrukturen sein (vgl. Kap. 8). Gute Chancen zur Einführung der CCS Technologie besteht für Kraftwerksstandorte in Verbindung mit einem konkreten Bedarf an CO_2 zum Beispiel zur Unterstützung bei der Erdöl- und Erdgasförderung (EOR/EGR Enhanced Oil-/Gas Recovery).

6 CO_2-Transport

In den folgenden Kapiteln werden die verschiedenen möglichen Transportoptionen für CO_2 mit ihren spezifischen Vor- und Nachteilen vorgestellt (Kap. 6.2). Vorab wird in Kap. 6.1 näher auf die technischen und thermodynamischen Eigenschaften von CO_2 eingegangen, die für den Transport relevant sind. Ferner wird der Energieaufwand für den CO_2-Transport in verschiedenen Aggregatzuständen bzw. mit verschiedenen Transportmedien abgeschätzt. In Kap. 6.3 werden schließlich spezifische Transportkosten aus der Literatur für verschiedene Transportoptionen gegenübergestellt.

6.1 Transport-Phasenzustand und Energieaufwand für Verdichtung und Transport

Der CO_2-Transport auf der Straße, per Eisenbahn oder zu Wasser, findet i.d.R. unter Hochdruck in flüssigem bzw. überkritischem Zustand statt (Ausnahme: Trockeneis). Beim Pipelinetransport wird das CO_2 auf einen überkritischen Druck[8] oberhalb von 74 bar mit einer Dichte von ca. 1.100 kg/m^3 gebracht. Der Vorteil im Vergleich zu der flüssigen Phase liegt darin, dass ein stabilerer Zustand erreicht wird, so dass keine Probleme mit Kavitation[9] bei Pumpen, Kompressoren etc. zu erwarten sind. Gasförmiger Transport ist weniger günstig, da die Dichte und somit der mögliche Durchsatz sehr viel geringer sind.

Der Transport von festem CO_2 (Trockeneis) ist lediglich für Trockeneisanwendungen relevant. Für die CO_2-Deponierung spielt er keine Rolle, da die Trockeneisherstellung extrem energieaufwändig ist: In (VGB 2002) wird ein direkter spezifischer Energieaufwand von ca. 375 kWh/t_{CO2} zur Herstellung und zum Transport (200 Meilen) von Trockeneis angegeben. Für den CO_2-Transport per Pipeline (100 km Länge) werden in der gleichen Quelle 106 kWh/t_{CO2} (Transport in flüssigem Zustand, darin enthalten allein für Verflüssigung 93 kWh/t_{CO2}) bzw. 26 kWh/t_{CO2} (Transport in gasförmigem Zustand) abgeschätzt. Göttlicher nennt in seiner umfangreichen und frühen CCS-Studie spezifische Energieaufwändungen von 111 - 113 kWh/t für die Verdichtung von CO_2 auf einen Druck von 110 bar (entsprechend rund 3,5 % Energieaufwand bezogen auf den Brennstoffeinsatz Kohle H_u), 160 kWh/t für die kältetechnische Verflüssigung (5,2 %) und 260 - 420 kWh/t für die Trockeneisherstellung (8,4 - 13,5 %) (Göttlicher 1999).

In Abb. 6-1 sind sowohl die direkten als auch die indirekten (in der vor- bzw. nachgelagerten Prozesskette induzierten) Energieaufwändungen pro Tonne CO_2 für die Herstellung von Trockeneis und für den Pipelinetransport grafisch dargestellt (Daten für *direkten* Verbrauch nach VGB 2002). Wie zu erkennen ist, induziert die Trockeneisherstellung (inkl. 200 Meilen Seetransport) bereits rund ein Viertel zusätzliche (indirekte) Anteile am Energieverbrauch und somit an CO_2-Emissionen[10], die es ja eigentlich zu vermeiden gilt. Beim Pipelinetrans-

---

8 „Überkritisch“ bezeichnet in der Thermodynamik einen sehr dichten Zustand oberhalb des sogenannten „Kritischen Punktes“, bei dem eine klare Phasenabgrenzung zwischen dem flüssigen und dem gasförmigen Zustand nicht mehr möglich ist.

9 Als „Kavitation“ wird die Bildung von Gasblasen in einer Flüssigkeit bezeichnet, die durch lokale Unterdrücke entstehen. Die mit der plötzlichen Verdampfung und der anschließenden Implosion der Gasblasen einhergehenden Druckstöße haben sehr stark schädigende Wirkung auf umgebende Materialien bzw. Anlagen.

10 Angenommener CO_2-Emissionsfaktor: 0,65 kg/kWh (Strom Kraftwerksmix).

port sind die indirekten Energieverbräuche bzw. Emissionen mit rund 7 % (flüssig) bzw. 2 % (gasförmig) weitaus geringer. Der geringere Energieaufwand beim gasförmigen Transport wird allerdings dadurch relativiert, dass für die anschließende Speicherung das CO_2 ggf. noch weiter komprimiert werden muss.

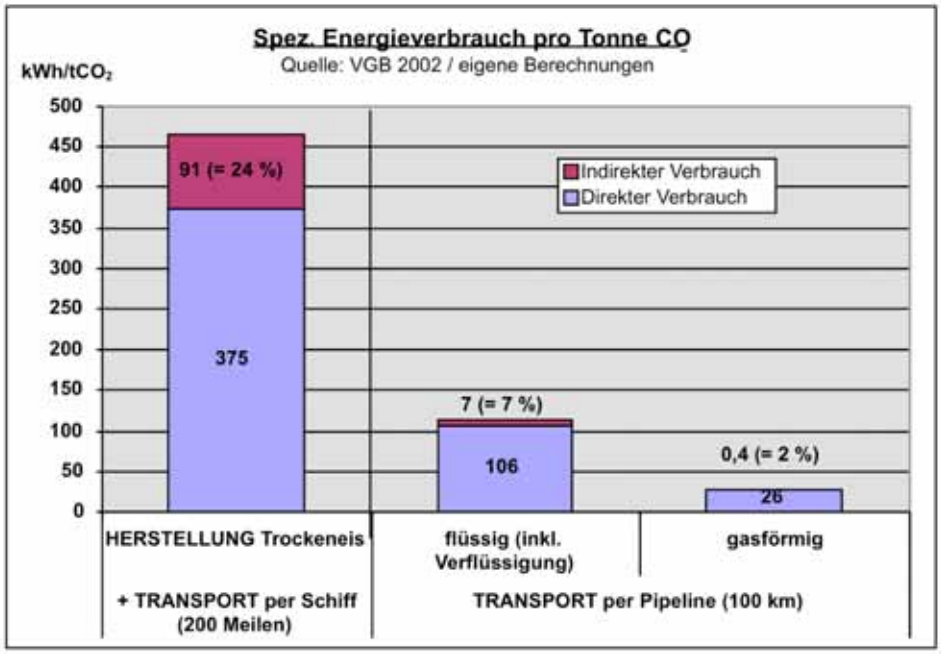


Abb. 6-1 Spezifischer direkter und indirekter Energieverbrauch für Herstellung und Transport von Trockeneis (festes CO_2) bzw. Pipelinetransport von flüssigem und gasförmigem CO_2

Quelle: VGB 2002 (direkte Energieverbräuche) bzw. eigene Berechnungen (indirekte Energieverbräuche)

Schiffstransport induziert - im Vergleich zu Offshore-Pipelines - einen höheren spezifischen CO_2-Ausstoß, verursacht durch den zusätzlichen Energiebedarf von Verflüssigungseinrichtungen und den Treibstoffbedarf der Tanker. Die IEA schätzt die Zusatzemissionen beim Schiffstransport auf mindestens 2,5 % (bei einer Entfernung von 200 km) und maximal bis zu 18 % (bei einer Entfernung von 12.000 km). Demgegenüber liegen die spezifischen Zusatzemissionen bei Pipelines lt. (IEA 2004) nur bei ca. 1 bis 2 % pro 1.000 km. Die Autoren von (IPPC 2005) gehen beim Schiffstransport von spezifischen Zusatzemissionen (durch Abdampfverluste der Ladung und durch CO_2-Emissionen der Schiffsdiesel) von 3 bis 4 % pro 1.000 km aus, die ihrer Ansicht nach durch Auffangen und Wiederverflüssigung des verdampften CO_2 auf 1 bis 2 % pro 1.000 km reduziert werden könnten. Angaben zu dem erforderlichen Energieaufwand zur Kühlung bzw. (Wieder-)Verflüssigung werden in diesem Zusammenhang jedoch nicht gemacht.

Für den Transport wird CO_2 im Allgemeinen zunächst auf 8 bis 12 MPa (Transport an Land) und bis zu 20 MPa (Offshore-Transport) verdichtet (und damit verflüssigt). Innerhalb der ausgewerteten Studien sind die Aufwändungen für die **Verdichtung** nur in ECOFYS 2004 getrennt ausgewiesen worden. Eine weitere Darstellung findet sich in Gerling 2004.

Als Beispiel wurden dort die Kosten für folgende Anlage berechnet:

- Leistung: 50 kg/s
- Volllaststunden: 7.500 Stunden pro Jahr

- Annuität: 13 % (Diskontierungsrate 10 % bei einer Laufzeit von 15 Jahren)
- Strompreis: 0,04 €/kWh$_{el}$

Nachfolgende Abbildung zeigt, dass alleine die Stromkosten mehr als die Hälfte der Verdichtungskosten verursachen, gefolgt von den Kosten für Abschreibung und Betrieb.

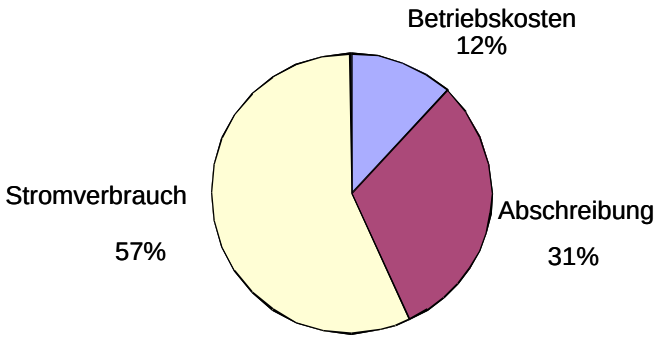


Abb. 6-2 Aufteilung der Kosten (ECOFYS 2004:10)

Abb. 6-3, die die Kostenkurven in Abhängigkeit vom Durchsatz in (kg/s) und der Auslastung (100 % = 8.760 Stunden) darstellt, zeigt, dass die Kosten der Verdichtung in starkem Maße vom Durchfluss abhängen. Kostenseitig besteht damit ein hoher Anreiz die Verdichtung von CO_2 zentral durchzuführen, was bei der Abtrennung am Kraftwerk quasi automatisch gegeben ist.

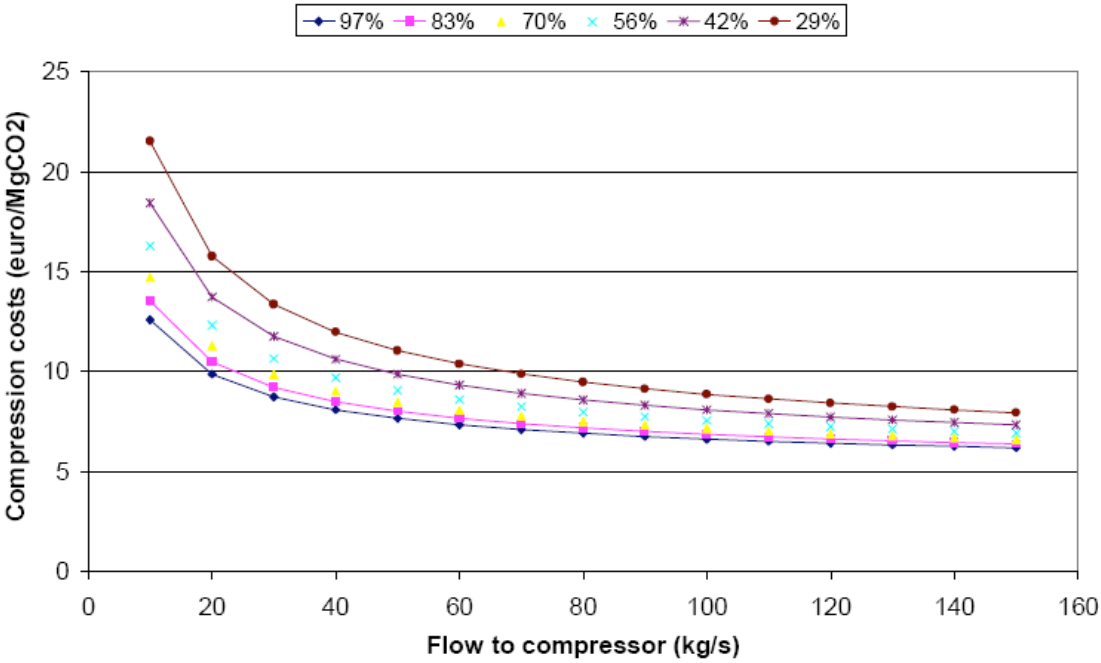


Abb. 6-3 Kompressionskosten als Funktion der Kompressorleistung (ECOFYS 2004:10)

In Gerling 2004 werden Angaben aus dem GESTCO-Summary Report 2003 zitiert, nach denen die Kosten für die Verdichtung zwischen 3,5 und 26,1 €/t CO_2 abgeschiedenes CO_2 liegen (bei einem Mittelwert von 8,4 €/t CO_2).

Die Kosten der Verdichtung belaufen sich nach ECOFYS damit auf 6 bis 10 €/t abgeschiedenes CO_2, geht man von einem Kompressor mit einem Durchsatz größer 100 kg/s aus. Diese Zahlen liegen auch im Rahmen der Darstellung des GESTCO-Projektes. Durch den Stromverbrauch für die Kompression sinkt der Wirkungsgrad des Gesamtprozesses um weitere 2 bis 2,7 Prozentpunkte bei Gas- und 3 bis 4 Prozentpunkte bei Kohlekraftwerken (Göttlicher 2003a).

6.2 Transportoptionen

Für die Auswahl eines geeigneten CO_2-Transportmittels sind im Wesentlichen folgende drei Parameter ausschlaggebend:

- Transportkapazität
- Entfernung (von der Quelle zur Senke)
- Speicherstandort (onshore / offshore)

Das wichtigste Transportmittel für die Bewältigung größerer Mengen von Gasen im Allgemeinen und CO_2 im Speziellen ist die Pipeline. Von den nicht leitungsgebundenen Transportoptionen kommt nur das Schiff sinnvollerweise zum Einsatz. Andere CO_2-Transportoptionen (per Tanklastwagen oder in Druckzylindern bzw. als Trockeneis im Stückguttransport) sind nur im kleinen Maßstab (z.B. für Brauereien, Lebensmittelindustrie einige 100.000 t/a) bzw. für die Einführungsphase einer CCS-Infrastruktur relevant. In den folgenden Kapiteln werden die einzelnen Transportoptionen näher erläutert und in einem gesonderten Kapitel ihre jeweiligen Kosten abgeschätzt.

6.2.1 Pipelinetransport

Onshore:
Onshore sind Pipelines die einzig sinnvolle Alternative in größerem Maßstab. Binnenschiffe, Eisenbahn oder LKWs sind lediglich für eine Übergangszeit (Bauzeit einer CO_2-Pipelineinfrastruktur) als Alternative vorstellbar.

Offshore:
Offshore-Pipelines eignen sich gut zur kostengünstigen Bewältigung großer Kapazitätsströme, zuvor ist jedoch ein zeitaufwändiger und teurer Infrastrukturaufbau erforderlich. Schiffe sind dagegen flexibler einsetzbar und schneller verfügbar, benötigen allerdings Zwischenspeicher sowie eine Lade- und Entladeinfrastruktur.

Sowohl im Onshore- (i.d.R. ab 1 m Tiefe verlegt) als auch im Offshore-Bereich (bis 2.200 m Meerestiefe) liegen umfangreiche Erfahrungen im Gaspipelinebau bzw. –betrieb vor.

Beim Onshore-Pipeline-Transport über größere Entfernungen sowie in hügeligem Terrain sind ggf. Zwischenverdichter erforderlich. Bei ausreichend großem Vordruck und/oder niedriger Transportgeschwindigkeit (durch größere Dimensionierung des Pipelinedurchmessers) und infolge dadurch niedrigerer Druckverluste, kann bei der Auslegung evtl. auf (teure) Zwischenverdichter verzichtet werden[11]. Übliche Transportgeschwindigkeiten liegen bei ca. 1

[11] Beispielsweise kommt die 328 km lange Weyburn-Pipeline in den USA ohne Zwischenverdichtung aus.

bis 5 m/s, übliche Betriebsparameter bei hundert bis mehrere hundert bar Druck und max. Temperaturen von 50°C.

Die Pipelineauslegung ist somit ein Optimierungsproblem zwischen den wichtigsten Parametern Durchmesser, Wandstärke und Druckverlust. Ferner spielt bei der Materialauswahl und beim Korrosionsschutz die Qualität (Reinheit) des zu transportierenden CO_2 eine wichtige Rolle. Beispielsweise ist für trockenes CO_2 mit einem H_2O-Anteil unterhalb 50 ppm einfacher Kohlenstoffstahl ausreichend[12].

Im folgenden sind die wichtigsten Parameter aufgelistet, die für die Auslegung einer Pipeline relevant sind:

Designparameter

- Druck, Temperatur
- Durchmesser, Länge, Wandstärke
- Begleitstoffe / Reinheit CO_2 → Anforderungen an Korrosionsschutz
- Anzahl Verdichter- und Messstationen
- Gelände & Infrastruktur: Topographie, Bodenbeschaffenheit, Besiedlung, Hindernisse (Gewässer, Straßen, Pipelines...), Naturschutzgebiete
- Bewuchs, geothermische Aktivität
- offshore: Restriktionen durch Fischereiaktivitäten (Netze), Meeresströmungen, Schiffsverkehr (Anker!)

Sicherheitsaspekte bei CO_2-Pipelines

Da CO_2 nicht brennbar ist, besteht - anders als beispielsweise bei dem bereits in großen Mengen via Pipeline transportiertem Erdgas - keine Explosionsgefahr. Dennoch müssen gewisse Sicherheitsvorkehrungen getroffen werden, da das farblose und geruchlose CO_2 in höheren Konzentrationen (> 40.000 ppm) als Atemgift wirkt[13]. Darüber hinaus ist CO_2 schwerer als Luft, so dass eine konzentrierte Ansammlung in Bodensenken erfolgt. Ggf. muss auch die Wirkung unerwünschter Begleitstoffe berücksichtigt werden: Der toxische Grenzwert z.B. für H_2S liegt laut NIOSH[14] bei 100 ppm.

EOR-Statistiken zeigen ein geringeres Leckagerisiko als bei Erdgas- oder Gefahrgut-Leitungen, dennoch ist soweit möglich eine Trassenauswahl entfernt von dichtbesiedelten Gebieten aus Sicherheitsgründen geboten. In besiedelten Gebieten sind eine Leckage- und eine Überdruck-Sicherung erforderlich. Letztere ist erforderlich, da bei unkontrollierter Temperaturüberschreitung ein Phasenübergang des CO_2-Gases von flüssig/überkritisch nach gasförmig stattfinden kann, was einen sehr starken und plötzlichen Druckanstieg verursacht.

Die Überwachung von Pipelines kann sowohl von außen als auch von innen vorgenommen werden: Extern werden Leitungen per Fahrzeug/zu Fuß und aus der Luft (onshore) bzw. per

---

12 Beispiel für eine Spezifikation: CO_2 > 95 $\%_{Mol}$, kein freies H_2O, H_2O_{Dampf} < 50 ppm, H_2S < 1.500 ppm.

13 Aus diesem Grunde gibt es Überlegungen, ähnlich wie beim Erdgasverteilnetz eine Odorierung des CO_2-Gases vorzunehmen, um es riechbar zu machen.

14 NIOSH: National Institute for Occupational Safety and Health.

Spezialschiff und Tauchroboter (offshore) in Augenschein genommen. Über fest installierte Überwachungseinrichtungen sowie über sog. „Molche“ (kolbenähnliche, mit Druck durch die Pipeline geschossene, selbsttätige Reinigungs- und Inspektionseinrichtungen) besteht die Möglichkeit der internen Kontrolle.

Beschädigungen von Offshore-Pipelines sind insbesondere durch Schiffsanker und Fischernetze möglich. Die potenziellen ökologischen Auswirkungen einer marinen Pipelineleckage sind noch nicht untersucht worden.

Prinzipiell besteht ein Risiko militärischer und/oder terroristischer Angriffe auf Pipelineinfrastrukturen. Dieses Gefahrenpotenzial wird immerhin als so relevant eingeschätzt, dass dieser Aspekt bereits Thema verschiedener Konferenzen war bzw. ist.

Risikostudien für Onshore-*Erdgas*-Pipelines ergaben eine statistische Unfallhäufigkeit von weniger als 0,02 Unfällen pro 100 Kilometer und Jahr für Westeuropa in 2002. Größere Pipelines (> 500 mm) weisen ein geringeres Risiko auf (< 0,005/(100 km·a)). Eine Auswertung von Unfällen in den USA im Zeitraum von 1986 bis 2002 liefert einen statistischen Wert von 0,011 Unfällen/(100 km·a) [Guijit 2004]. Beim Vergleich der Zahlen ist zu beachten, dass die Definition bzw. der Schwellenwert von „Unfällen“ in verschiedenen Studien nicht unbedingt identisch ist! Im Bereich der in den USA bereits existierenden Onshore-CO_2-Pipelines berichtet [Gale 2002] von 10 Unfällen zwischen 1990 und 2002, entsprechend einer Unfallrate von 0,032 Unfällen/(100 km·a)[15]. Dabei wurden Schäden in der Höhe von 470.000 US$ erfasst. Tote oder Verletzte waren nicht zu beklagen. Da CO_2-Leitungen bisher überwiegend in dünnbesiedelten Gebieten verlegt wurden, ist bei einem zukünftigen Infrastrukturaufbau auch in dichtbesiedelten Gebieten zu erwarten, dass das Unfallrisiko steigen wird.

Erfahrungen mit CO_2-Pipelinetransport

Grundsätzlich liegen Erfahrungen mit dem Pipelinetransport großer Mengen von Gas, Öl, Kondensat und Wasser über Distanzen von bis zu über 1.000 km sowohl offshore als auch onshore vor. Die Leitungen durchqueren dabei Wüsten, Berge, dicht besiedelte Gebiete, die Arktis und Ozeane (letztere bis 1.400 mm Durchmesser und bis 2.200 m Tiefe).

Weltweit existieren sieben größere CO_2-Onshore-Hochdruckpipelines in drei Ländern (5 x USA, meist im Permian-Becken, 1 x USA/Kanada, 1 x Türkei) mit einer Gesamttransportkapazität von rund 50 Mt/a und einer Gesamtlänge von ca. 2.600 km. Die älteste Anlage ist die Canyon Reef Carriers Pipeline, welche bereits seit 1972 vom US-amerikanischen Unternehmen Kinder Morgan betrieben wird. Sie liefert jährlich 5,2 Mt CO_2 aus einer Vergasungsanlage über eine Entfernung von 225 km. Die mit 19,3 Mt Jahreskapazität und 808 km Länge größte Anlage steht ebenfalls in den USA und befördert seit 1984 CO_2 aus einer natürlichen Quelle am McElmo Dome. Ölproduzenten, die Kohlendioxid zur Produktionssteigerung einsetzen (EOR), zahlen für an der Senke angeliefertes CO_2 ca. 9...18 US$/t. Alle Hauptleitungen sind mit einfachem Kohlenstoff-Stahl ausgeführt.

[15] Umgerechnet auf eine 500 km lange Pipeline entspricht dies einer Unfallhäufigkeit von einem Unfall ca. alle sechs Jahre.

Für den CO_2-Offshore-Pipelinebetrieb liegen noch keine Erfahrungen vor, er wird jedoch grundsätzlich für machbar gehalten (s.a. Infrastruktur-Projekt CENS[16]). Der zu betreibende Aufwand ist etwa proportional zum Produkt aus Wassertiefe und Pipelinedurchmesser.

6.2.2 Transport per Schiff

Der Gastransport per Schiff ist flexibler und schneller verfügbar als der leitungsgebundene Transport, hat jedoch den Nachteil, dass Zwischenspeicher sowie Lade- und Entladestationen erforderlich sind. Ferner besteht eine grundsätzliche Nutzungskonkurrenz zu sonstigem Schiffsverkeh. Mit der zusätzlichen Verkehrsbelastung können unerwünschte Nebenwirkungen (z.B. erhöhte Gefahr von Schiffskollisionen, Schadstoffemissionen durch Verbrennung von Schweröl) verbunden sein.

Wie oben beschrieben, ist aus logistischen und energetischen Gründen nur der CO_2-Transport in flüssiger Phase relevant. Für diese Transportform werden drei Typen von Tankstrukturen unterschieden:

1. **Druck-Tank**
   Hochdruckkomprimiertes CO_2 bei Umgebungstemperatur (für kleine Anwendungen)
2. **Tieftemperatur-Tank**
   Tiefgekühltes CO_2 bei Atmosphärendruck (für Massentransport z.B. für LPG und LNG)
3. **Hybrid-Tank**
   Druck oberhalb Normaldruck und Temperatur unterhalb Umgebungstemperatur (z.B. angepasst an unterschiedliche Lade- und Entladebedingungen)

Der Misch-Typ wird als die ökonomischste Variante für einen zukünftigen CO_2-Transport in großem Maßstab angesehen. Die Auslegung bei rund -50°C und 6 bis 8 bar liegt nahe an dem Tripelpunkt von CO_2. Eine Designstudie wurde für eine Kapazität von ca. 20.000 m^3 (≈ 22.000 t CO_2) erstellt.

Im Tank durch äußere Wärmezufuhr entstehender Kohlendioxid-Dampf führt zur Druckerhöhung und muss entweder kontrolliert in die Atmosphäre abgelassen werden (ungiftig und ungefährlich, verschlechtert allerdings die CO_2-Bilanz) oder - wie bei LPG-Tankern - durch Nachkühlung wieder verflüssigt werden. Letzteres ist energieaufwändig und daher ebenfalls mit CO_2-Ausstoß verbunden.

Für die reine Bauzeit von Tankern sind ca. 1 bis 2 Jahre anzusetzen.

<u>Sicherheitsaspekte bei CO_2-Tankern</u>

Eine Risikobilanzierung bei Flüssiggastankern durch den Lloyds Maritime Information Service in den Jahren zwischen 1978 und 2000 ergab folgendes Ergebnis:

LPG (Anzahl Tanker im Jahr 2000: 982): 20 schwere Unfälle → 0,00091 Unfälle/(Schiff·a)
LNG (Anzahl Tanker im Jahr 2000: 121): 1 schwerer Unfall → 0,00037 Unfälle/(Schiff·a)

[16] CENS: CO_2 for EOR in the North Sea; ein Gemeinschaftsprojekt des dänischen Kohlenkraftwerksbetreiber Elsam und der US-amerikanischen CO_2-Fa. Kinder Morgan unter Koordination der norwegischen Fa. CO_2-Norway.

Die meisten Unfälle sind systembedingt oder passieren aufgrund menschlichen Versagens einzelner Personen, die Einhaltung von Sicherheitsvorschriften wird häufig missachtet. Arten von Unfällen können sein: Kollision, auf Grund laufen, Untergang und Feuer. Eine Risikominimierung kann nur durch hohe Sicherheitsstandards bei Technik und Routenplanung (incl. Überwachung derselben) sowie durch ausreichende Personalschulung gewährleistet werden.

Das Ausbreitungsverhalten von aus einem Schiffstank austretendem CO_2 auf der Meeresoberfläche wurde bisher noch nicht untersucht. Mögliche Konsequenzen sind lokale ökologische Auswirkungen auf Meeresorganismen sowie - bei hohen Konzentrationen und ungünstiger Wetterlage - Gefahr für die Schiffsbesatzung und Maschinenausfall durch Sauerstoffmangel.

Allgemein müssen insbesondere beim transnationalen und marinen Transport von CO_2 verschiedene internationale Konventionen berücksichtigt werden:

- UN Law of the Sea Convention
- London Convention
- ESPOO Convention (Convention on Environmental Impact Assessment in a Transboundary Context)
- OSPAR (marines Regelwerk für Nordostatlantik)
- Basel Convention on the Control of Transboundary Movements of Hazardous Wastes and their Disposal

Zusätzlich gibt es nationale und ggf. regionale Vorschriften zu beachten (s. [IEA 2003a]). Die juristische Anwendbarkeit der verschiedenen Regelwerke ist noch nicht abschließend geklärt, u.a. auch nicht die Frage, ob CO_2 als Abfallstoff einzustufen ist.

Erfahrungen mit CO_2-Schiffstransport

Bisher liegen kaum Erfahrungen mit CO_2-Transporten per Schiff vor: Weltweit waren 2004 nur vier kleine Tanker (als Misch-Typ) in Betrieb, die CO_2 in Lebensmittelqualität von CO_2-Punktquellen in Nordeuropa (z.B. Ammoniumproduktion) zu den Verbrauchermärkten schaffen. Allerdings wurden mit LPG (Liquefied Petroleum Gas, Hauptbestandteile Propan und Butan) und LNG (Liquefied Natural Gas, z.B. Tanker bis zu 145.000 m^3 Kapazität), bereits umfangreiche Erfahrungen gemacht. Insbesondere LPG weist ähnliche Stoffeigenschaften wie verflüssigtes CO_2 auf, so dass auch vergleichbare Transportbedingungen herrschen.

In Norwegen und Japan sind Designstudien zu größeren Schiffen incl. der notwendigen Peripherie (Verflüssigungsanlage, Zwischenspeicher) in Arbeit.

6.2.3 Transport per Bahn und LKW

Wie bereits eingangs erwähnt, können sowohl Bahn- und insbesondere LKW-Transporte sowohl aus Kosten- als auch aus Kapazitäts- und Umweltschutzgründen keinen nennenswerten Beitrag bei der Bewältigung sehr großer CO_2-Mengen leisten. Lediglich für Pilot- und Demonstrationsprojekte sowie ggf. um Zeiten des Pipelineinfrastrukturaufbaus zu überbrücken, könnte ein begrenzter Einsatz dieser beiden Verkehrsträger relevant sein.

Technisch wird ein solcher CO_2-Transport in einem gekühlten Drucktank bei ca. 20 bar und -20°C realisiert (IPCC 2005). Andere Quellen geben einen Einsatzbereich bei einem Druck von 12-17 bar und einer Temperatur von -50 bis -70°C an (Air Liquide 2005). Bei einem zulässigen Gesamtgewicht von 40 t hat ein Sattelauflieger ca. 20 t CO_2-Transportkapazität, während ein Ganzzug mit 1.300 bis 3.000 t CO_2 erheblich größere Mengen aufnehmen kann.

6.3 Transportkosten

Die Transportkosten schlüsseln sich auf in Investitionskosten, Betriebskosten sowie Reparatur- und Wartungskosten (incl. Ausgaben für Sicherheit, Gesundheit und Umweltschutz).

Im Folgenden werden Kostenabschätzungen in Abhängigkeit von Transportentfernung, Transportmittel (Pipeline oder Schiff) sowie Transportkapazität wiedergegeben. Die Daten stammen vorrangig aus vier Quellen bzw. wurden dort zusammengetragen: (VGB 2004), (ECOFYS 2004), (GESTCO 2004) und (IPCC 2005).

1. Quelle: VGB 2004

Mit mehr als 25 €/$t_{250\ km}$ für den Transport auf der **Straße** bzw. über 5 €/$t_{250\ km}$ für den Transport auf der **Schiene** sind diese beiden Optionen wie bereits geschildert als sehr teuer bzw. teuer einzustufen und daher nur für geringe Transportkapazitäten bzw. für eine mögliche CCS-Einführungsphase geeignet.

Pipelines (1...3 €/$t_{250\ km}$) und **Schiffe** (ca. 1 €/$t_{250\ km}$) sind deutlich preiswerter und für hohe bis sehr hohe Kapazitäten geeignet. Allerdings ist zunächst - insbesondere bei den Pipelines - ein sehr kostenintensiver Infrastrukturaufbau erforderlich. Hügeliges Terrain erfordert beim Pipelinebau ca. 50 % Mehrkosten, für die Durchquerung dicht besiedelter Gegenden und Naturschutzgebiete ist ein Aufschlag von ca. 100 % und für die Offshore-Verlegung ein Aufschlag von ca. 40 bis 70 % zu kalkulieren.

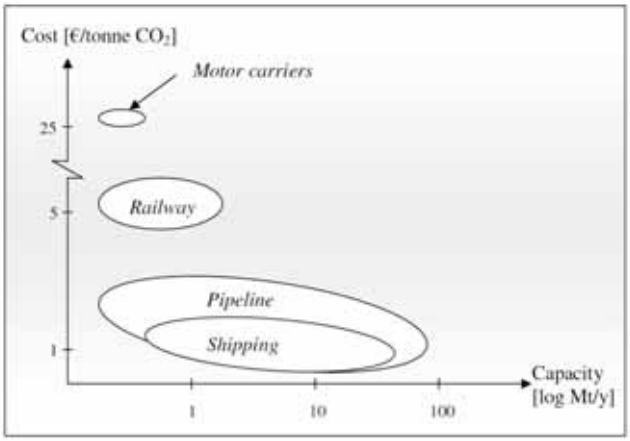


Abb. 6-4 Kosten- und Kapazitätsbereiche für verschiedene CO_2-Transportalternativen (250 km Entfernung)

Quelle: [Odenberger and Svensson 2003] in [VGB 2004]

In den oben gelisteten Angaben für die nicht-leitungsgebundenen Transportoptionen auf der Straße, per Eisenbahn oder zu Wasser (vgl. Abb. 6-4) sind die Kosten für die notwendige

Zwischenspeicherung noch nicht enthalten. Als Speicher kommen hauptsächlich zwei Technologien in Frage:

1. Untergrundspeicher
   geeignet für große Mengen; preiswert; für LPG, jedoch noch nicht für CO_2 praktiziert
2. Stahlspeicher
   geeignet für kleine Mengen, teuer, Stand der Technik

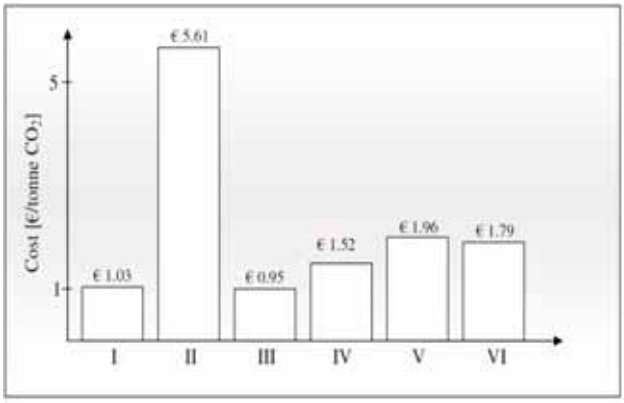
Die zu veranschlagenden Kosten für die Zwischenspeicher sind in Tab. 6-1 wiedergegeben.

Tab. 6-1 Kosten für Zwischenspeicher (Stahltank und Untergrundspeicher)

	Size [m³]	*Investment cost [€]*	*Annual charge [€]*	*Throughput [tonnes/y]*	*Specific cost [€/tonne CO_2]*
Steel tanks	3,000	6,500,000	460,000	1,000,000	0.46
Rock shelter	120,000	17,000,000	1,200,000	20,000,000	0.06

Quelle: (Odenberger and Svensson 2003) in (VGB 2004)

In Abb. 6-5 sind sechs verschiedene **Transportszenarien** aufgeführt, die sich hinsichtlich ihrer Mengenkapazität (1 Mt/a, 10 Mt/a, 40 Mt/a) Transportentfernung (Teilstrecken von 30 km bis 500 km), Transportmedium (Pipeline / Schiff, sowie die Kombination daraus) und Pipelineart (Sammel- / Hauptleitung, onshore / offshore) unterscheiden. Entsprechend groß fällt die Kostenbreite aus, die von 0,95 €/t (Szenario 3 für 110 km und 10 Mt/a) bis 5,61 €/t (Szenario 2 für 600 km und 1 Mt/a) reicht.



Scenario	Module combinations	Distance [km]	Amount [Mt/y of CO_2]
I	Pipeline onshore	110	1
II	Pipeline onshore	100	1
	Intermediate Storage		
	Shipping	500	
III	Pipeline onshore	110	10
IV	Pipeline onshore	100	10
	Intermediate Storage		
	Shipping	500	
V	Collecting pipeline onshore	4*30	40
	Trunk pipeline onshore	200	
	Trunk pipeline offshore	500	
	Distributing pipeline offshore	4*50	
VI	Collecting pipeline onshore	4*30	40
	Trunk pipeline onshore	200	
	Intermediate Storage		
	Shipping	500	

Abb. 6-5 Akkumulierte Kosten für verschiedene Transportszenarien I bis VI

Quelle: [Odenberger and Svensson 2003] in [VGB 2004]
Kostenangaben *incl.* Transport, Wiederbeladung und Zwischenspeicherung, aber *ohne* Aufwendungen für die notwendige Gaskonditionierung (Druck & Temperatur), um CO_2 transport- bzw. speicherfähig zu machen

Die in den Szenarien gewählten Kapazitätsmengen resultieren aus typischen Kraftwerksgrößen. Für eine CCS-Einführungsphase wäre z.B. für eine 200 MW_{el}-Pilotanlage mit einem jährlichen CO_2-Ausstoß von 1 Mt Transportkosten von ca. 1 €/t (Einspeicherung onshore nahe dem Kraftwerksstandort) bis zu 6 €/t (Offshore-Speicher) zu veranschlagen. Bei einer

vollständig entwickelten CCS-Infrastruktur (mehrere 1.000 MW_{el}-Anlagen mit 40...300 Mt/a) wird erwartet, dass sich die Transportkosten auf ca. 2 €/t (offshore) reduzieren.

Für die Kostenberechnungen wurden folgende Annahmen getroffen:

- Abschreibungszeitraum 25 Jahre
- Zinsrate 5 %
- Kosten für CO_2-Verflüssigung NICHT in Kalkulation enthalten!
- Kosten für CO_2-Verdichtung in den Verdichterstationen entlang der Pipeline enthalten
- Auswahl der Kraftwerksstandorte so, dass die CO_2-Transportentfernungen minimiert werden
- reife Technologien

2. Quelle: ECOFYS 2004

In (ECOFYS 2004) wurden fünf sogenannte „Kostenfenster“ definiert, um eine Abschätzung der Transportkosten für unterschiedliche Szenarien (und damit Entfernungen) vornehmen zu können. Danach ergeben sich folgende Kosten, abhängig von der Entfernung:

Tab. 6-2 Transportkosten verschiedener „Kostenfenster”, nach (ECOFYS 2004)

Entfernung Quelle-Speicherort	**Durchschnittliche Entfernung**	**Durchschnittliche Kosten**
	km	**€ / t CO_2**
Kurz	< 50	1
Mittel	50 - 200	3
Lang	200 - 500	5
Sehr lang	500 - 2.000	10
Äußerst lang	> 2.000	30

Ausgehend von diesen Kostenfenstern wurden in (ECOFYS 2004) die Transportkosten für verschiedene Regionen abgeschätzt, jeweils unterschieden nach Speicherung in Aquiferen, Öl- und Gasfeldern an Land und offshore sowie Kohleflözen.

Für die Region „Westeuropa“ wurden Kosten von 3 €/t CO_2 (Aquifere, Öl- und Gasfelder offshore, Kohleflöze) bis 5 €/t CO_2 (Öl- und Gasfelder an Land) angegeben (ECOFYS 2004:30). In der Studie wird jedoch betont, dass dies nur eine sehr grobe Abschätzung darstellt.

Die Zahlen scheinen zudem sehr optimistisch abgeschätzt worden zu sein, denn an anderer Stelle werden in der gleichen Studie gleichzeitig Kosten von 1 bis 6 €/t CO_2 für eine Entfernung von 100 km angegeben, abhängig von der Kapazität und Durchflussgeschwindigkeit (ECOFYS 2004:III).

3. Quelle: GESTCO 2004

In dem GESTCO-Projekt (GESTCO 2004) wurden 17 Fallstudien aus sieben europäischen Ländern untersucht. Insbesondere wurden Kostenabschätzungen für die einzelnen Prozessketten CO_2-Abtrennung, Kompression, Transport und Speicherung vorgenommen.

Dabei wurden 6 verschiedene Anlagentypen (Erdgas-GuD, Steinkohle-DT, H_2-Produktion, Erdgas-DT, Öl-Raffinerie, NH_3-Produktion) für 4 verschiedene Produkte (Strom (330 ... 3.134 MW_{el}), Öl (9.285 kt/a), NH_3 (15,2 ... 138 kt/a), H_2 (17,6 kt/a)) mit 3 verschiedenen Abscheideverfahren (Post-Combustion, Pre-Combustion, reine CO_2-Quellen) und 3 verschiedene Speicheroptionen (Aquifer, Öl-/Gasfelder, Kohlemine) analysiert (s Tab. 6-3).

Tab. 6-3 Kosten für CO_2-Trennung, -Transport und -Speicherung in EUR pro Tonne (GESTCO 2004)

Land	Belgien	Dänemark		Deutschland			Griechenland		Großbritannien	
Projekt	Langerloo	Havnso	Tyra	Greifsw. B. I	Greifsw. B. II	Afeld-Elze	N. Karvali	Komotini	King´s Lynn	Eggborough
Anlagen-Typ	Gas-GuD	Kohle-DT	Kohle-DT	Gas-DT	Gas-DT	Zucker	NH3-Prod.	Gas-GuD	Kohle-DT	Gas-GuD
Trenn-Verf.	Post	Post	Post	Pre	Post	Post	CO2-Quelle	Post	Post	Post
Speicher-Verf.	Kohlemine	Aquifer	Öl-/Gasfeld	Aquifer	Aquifer	Aquifer	Aquifer	Aquifer	Aquifer	Aquifer
Kosten [€/t] Trennung	82,1	21,5	25,3	33,2	26,6	75,5	0,6	76,3	38,4	35,1
Kompression	12,8	7,4	7,4	4,4	6,1	15,9	7,2	13,5	8,5	9,1
Transport	3,5	1,4	14,8	1,1	1,1	1,1	3,4	13,0	6,5	4,4
Speicherung	4,0	1,3	4,1	0,6	0,6	8,3	2,6	2,5	13,2	2,6
Summe	**102,4**	**31,6**	**51,6**	**39,3**	**34,4**	**100,8**	**13,8**	**105,3**	**66,6**	**51,2**

Land	Niederlande				Norwegen		
Projekt	Rijnmond I	Rijnmond II	Eemshaven I	Eemshaven II	Mongstad I	Mongstad II	Skogn
Anlagen-Typ	H2-Prod.	NH3-Prod.	Gas-GuD	Gas-GuD	Öl-Raff.	Öl-Raff.	Gas-GuD
Trenn-Verf.	CO2-Quelle	CO2-Quelle	Pre	Post	Post	Post	Pre
Speicher-Verf.	Gasfeld	Gasfeld	Gasfeld	Gasfeld	Gasfeld	Aquifer	Aquifer
Kosten [€/t] Trennung	0,7	0,6	32,5	32,2	27,5	27,5	38,7
Kompression	7,8	7,2	4,6	8,0	7,4	7,4	5,0
Transport	9,7	11,6	1,7	3,0	6,7	2,6	7,4
Speicherung	12,2	33,8	1,1	1,5	8,3	8,0	7,2
Summe	**30,4**	**53,2**	**39,9**	**44,7**	**49,9**	**45,5**	**58,3**

In Abb. 6-6 sind als Ergebnis die Transportkosten grafisch dargestellt. Wie zu erkennen ist, ist die Varianz der Transportkosten mit 1,10 €/t im günstigsten Fall und 14,80 €/t im ungünstigsten Fall sehr groß.

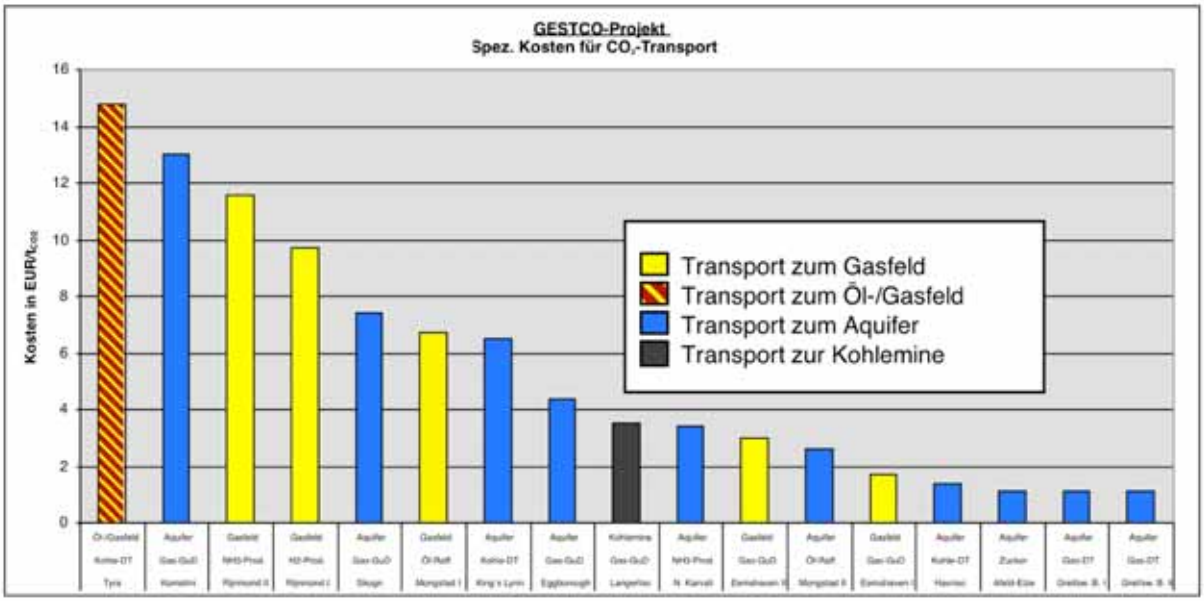


Abb. 6-6 Evaluation der Transportkosten von 17 europäischen Fallstudien innerhalb des GESTCO-Projektes

Abb. 6-7 zeigt die mittleren Kosten und ihre Streubreite (Standardabweichung σ) für die einzelnen Prozesskettenglieder. Der mittlere Transportkostenwert liegt bei 5,50 €/t mit einer großen Standardabweichung von 4,50 €/t (absolut) bzw. 81 % (relativ).

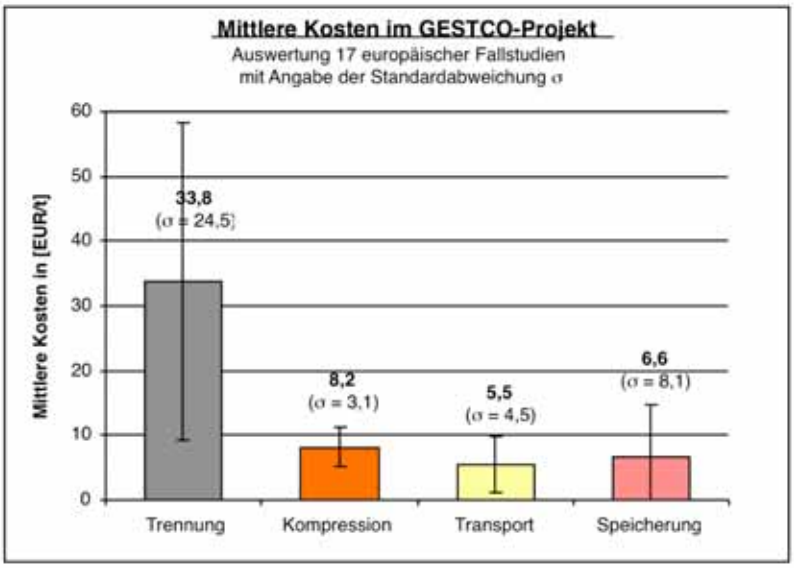


Abb. 6-7 Mittlere Kosten für Trennung, Kompression, Transport und Speicherung (GESTCO-Projekt)

Abb. 6-8 schlüsselt nochmals die Gesamtkosten der CCS-Kette in ihre vier Bereiche Abtrennung, Kompression, Transport und Speicherung auf. In den im Rahmen des GESTCO-Projektes untersuchten Fallstudien entfällt demnach auf die Transportkosten mit 10 % von den mittleren Gesamtkosten von rund 54,00 €/t der geringste Anteil.

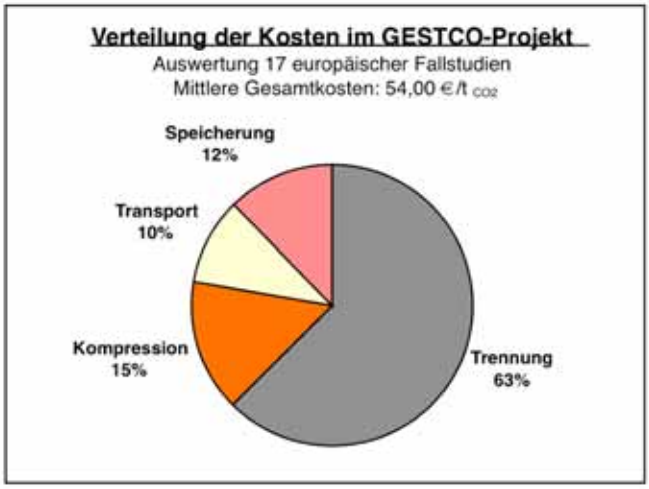


Abb. 6-8 Verteilung der CCS-Kosten für Trennung, Kompression, Transport und Speicherung (GESTCO-Projekt)

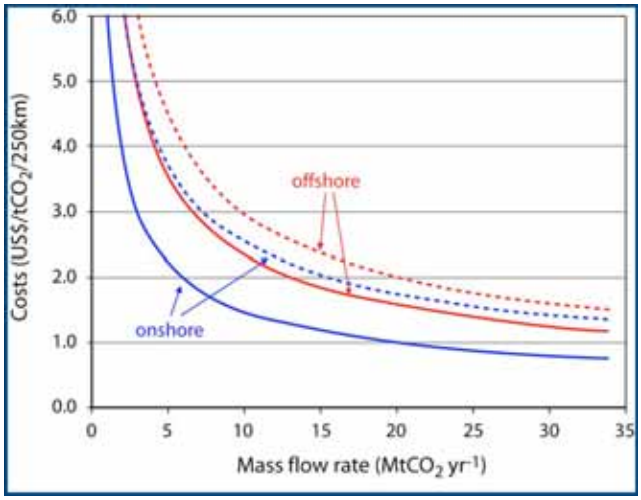
4. Quelle: IPCC 2005 / Hendriks et al. 2003 / Bock 2003 / IEA 2002[17]

Die spezifischen Investitionskosten für **Pipelines** liegen für kleine Leitungsdurchmesser (20 mm) näherungsweise bei ca. 0,2 Mio. US$/km (onshore) bzw. ca. 0,3 Mio. US$/km (offshore) und für größere Durchmesser (1,00 m) bei ca. 0,8 Mio. US$/km (onshore) bzw. ca. 1,2 Mio. US$/km (offshore) [IEA 2002, Hendriks et al. 2003, Bock 2003]. Die Transportkosten für eine 250 km lange Strecke werden für kleine Leitungsdurchmesser mit ca. 5 US$/t (onshore) bzw. > 8 US$/t (offshore) und für große Durchmesser mit ca. 1,2 US$/t (onshore) bzw. 1,8 US$/t (offshore) abgeschätzt. Der IPCC-Bericht nennt für diese Distanz typische Pipeli-

[17] In dem IPCC-Bericht wird im Transportkapitel auf weitere Quellen (insbesondere IEA, Hendriks et al., Bock) verwiesen, so dass alle vier genannten Quellen hier gemeinsam behandelt werden.

netransportkosten von 1 - 8 US$/t. Abb. 6-9 zeigt die starke Abhängigkeit der Transportkosten von der Durchflussrate.

Abb. 6-9 Bandbreite der CO_2-Transportkosten für eine 250 km lange Onshore- bzw. Offshore-Pipeline als Funktion der Kapazität



Quelle: IPCC 2005

Für die EOR-Weyburn-Pipeline (330 km Entfernung; 300 bis 350 mm Durchmesser; 1,8 Mt/a Durchsatz; 152 bar Druck) wurden beispielsweise 110 Mio. US$ total bzw. 330.000 US$/km an Investitionskosten aufgewendet.

Für den **Schifftransport** sind neben dem eigentlichen Tanker zusätzliche Kosten für Lade- und Entlade-, Zwischenspeicher- und Verlüssigungseinrichtungen zu kalkulieren.

Schiffstransport ist nur bei großen Entfernungen wirtschaftlich. Die Break-Even-Entfernung, ab der CO_2-Tanker gegenüber Offshore-Pipelines im Vorteil sind, liegen (bei einer angenommenen Jahresmenge von 6 Mt) im Bereich von ca. 500 bis 2.000 km. Weitere Einflussfaktoren, die für oder gegen Offshore-Pipelines sprechen können, sind Wassertiefe, Stabilität des Seegrundes, vorhandene Trassen, Treibstoffkosten u.a.

Erfahrungen mit der gesamten marinen Transportkette für CO_2 liegen in der für CCS relevanten Größenordnung noch nicht vor. Es gibt jedoch Studien, die gewisse Aussagen zu der Thematik machen. Das norwegische Unternehmen Statoil schätzt, dass die Kosten für ein CO_2-Schiff ca. 30 bis 50 % über denen eines ähnlich großen LPG-Schiffes (mit Hybridtank) liegen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass aufgrund der höheren Dichte von CO_2 (im Transportzustand ca. 1.100 kg/m^3 gegenüber nur rund 500 kg/m^3 bei LPG bzw. LNG) mit einem Tanker gleicher Größe im Vergleich zu LPG größere Massenströme transportiert werden können.

Die Internationale Energie Agentur schätzt die Kosten für einen 10 kt-Tanker (30 kt / 50 kt) auf 34 Mio. US$ (60 Mio. US$ / 85 Mio. US$) und die Kosten für eine Verflüssigungsanlage mit einer Kapazität von 6,2 Mt/a[18] auf 80 Mio. US$ bzw. 30 Mio. US$ für den Fall, dass das Kohlendioxid bereits mit einem Vordruck von 100 bar angeliefert wird (IEA 2004). Statoil

[18] Zum Vergleich: Die gegenwärtig größte Verflüssigungsanlage hat eine Kapazität von 0,35 Mt/a.

schätzt für ein Schiff mit 20 bis 30 kt Kapazität Kosten von 50 bis 70 Mio. US$ und für eine Verflüssigungsanlage (1 Mt/a) 35 bis 50 Mio. US$ ab [IPCC 2005].

Für eine Entfernung von 7.600 km gibt die IEA für einen 30 kt-Tanker spezifische Transportkosten von 35 US$/t und für einen 50 kt-Tanker 30 US$/t an. Bezüglich möglicher Skaleneffekte gibt es jedoch noch große Unsicherheiten. Ferner werden die tatsächlichen Kosten von den Gegebenheiten vor Ort bestimmt. Statoil schätzt in einer Studie für ein marines CO_2-Transportsystem mit einer Kapazität von 5,5 Mio. t/a Kosten zwischen 34 US$/t (ohne Verflüssigung) und 55 US$/t (mit Verflüssigung) ab (IPCC 2005).

7 CO_2-Speicherung

Neben den natürlichen Senken für Kohlendioxid sollen durch verschiedene technische Verfahren weitere CO_2-Speicherkapazitäten erschlossen werden.

7.1 Übersicht der Verfahren

Grundsätzlich kann CO_2 in unterschiedlicher Form der Atmosphäre entzogen werden. Im Folgenden werden die möglichen Verfahren kurz dargestellt und eine Bewertung der Speicheroptionen für Deutschland vorgenommen.

Marine Speicherung:

a. Isolierung des CO_2 (CO_2-See)

Durch Einbringen des CO_2 in eine Tiefe von über 3.000 m wird nach mathematischen Modellen davon ausgegangen, dass sich aufgrund des Wasserdrucks ein See aus flüssigem CO_2 auf dem Meeresboden mit einer Chlatrat-Oberfläche bildet, welche das Kohlendioxid von dem aufliegenden Meerwasser trennt und die Auflösung des CO_2 hemmt.

b. Dispersion von CO_2

Die Injektion von CO_2 in Meerestiefen unter 500 m führt zur Blasenbildung und Auflösung des Gases und wird (im Modell) unterhalb der ozeanischen Thermokline eingeschlossen. Bei der Verbringung des Kohlendioxids in größere Tiefen (zwischen 500 und 3.000 m) führt dies zur Bildung einer „Tröpfchen-Fahne“, wobei diese Tröpfchen von Hydraten umschlossen werden sollen, um die Auflösungsrate zu verlangsamen.

c. Einbringen von Trockeneis

CO_2 wird in „Festform“ als Trockeneis-Block vom Schiff aus in den Ozean verbracht und soll dort zum Meeresgrund sinken. Da diese Form der CO_2-Speicherung allerdings sehr energie- und kostenintensiv ist, wird sie in der aktuellen Diskussion nicht mehr weiter verfolgt.

d. Algen

Um eine vermehrte CO_2-Aufnahme des Gesamtsystems Ozean zu erreichen, wird mittels Eisendüngung eine Algenblüte induziert. Diese initiierte Algenblüte ist vor allem in den mit Eisenverbindungen unterversorgten südlichen Ozeangebieten möglich. Bisherige diesbezügliche Untersuchungen/Maßnahmen erbrachten aber nicht den gewünschten Erfolg, da maximal 1 % des gebundenen CO_2 zum Meeresboden absinkt (Smetacek 2004).

Geologische Speicherung:

a. Tiefe saline Aquifere

Die Speicherung in porösen und salzwasserführenden Gesteinen ist an tiefe Sedimentbecken gebunden, die weltweit verbreitet sind. Da diese Strukturen aber bisher nur im Umfeld von Kohlenwasserstofflagerstätten erkundet wurden, fehlen eine flächendeckende Erfassung und eine Einschätzung ihrer petrophysikalischen Eigenschaften wie das Porenvolumen (bestimmt Gassättigung), Bruch- und Deformationsvorgänge sowie deren Gesteinsschemismus (Dichtigkeit der überlagernden Schichten) und somit eine Abschätzung der Speicherkapazitäten dieser Gesteinsstrukturen (May et al 2003).

b. Ausgeförderte Öl- und Gasfelder

Ausgeförderte Ölfelder bieten in vielen Ländern (auch in Deutschland) nur geringe Kapazitäten im Gegensatz zu Gasfeldern, welche global betrachtet große Kapazitäten aufweisen. Bei Öl- und Gasfeldern, welche sich in der Endphase der Ausbeutung befinden, ist es möglich, durch das Einbringen von CO_2 die Ausbeute zu steigern (EOR/EGR = Enhanced Oil/Gas Recovery). Dies bringt ökonomische Vorteile und ermöglicht gleichzeitig eine Speicherung des CO_2 in diese geologische Struktur.

c. Tiefe (gegenwärtig nicht abbaubare) Kohleflöze

Die Speicherung von Kohlendioxid in tiefen, gegenwärtig wirtschaftlich und technisch nicht abbauwürdigen Kohleflözen in Kombination mit der gleichzeitigen Entnahme und Nutzung von Flözgas (ECBM = Enhanced Coal Bed Methane) befindet sich gegenwärtig in der Pilotphase. Dabei wird das an die Kohle gebundene Methan durch CO_2 ersetzt (Kohle kann ca. doppelt soviel CO_2 wie CH_4 adsorbieren) und ist somit nicht als freies „wanderfähiges“ Fluid vorhanden. Dies setzt allerdings eine entsprechende Permeabilität der Kohle voraus, welche von Kohleart zu Kohleart variiert und unter Lagerstättenbedingungen der tiefen Flöze noch untersucht wird.

d. Stillgelegte Kohlebergwerke

In den weit verzweigten Gangsystemen des Kohlebergbaus ist es theoretisch möglich, CO_2 einzuspeichern. Da es sich hierbei allerdings um Verbundbergwerke handelt und der Abbau in anderen Teilen des Bergwerkes weiter voran schreitet, müsste man die zur Speicherung vorgesehenen Schächte und Stollen erst alle entsprechend abdichten. Diese Verschlüsse müssten allerdings noch entwickelt und auf ihre Langzeitstabilität geprüft werden. Des Weiteren liegen diese Gangsysteme teilweise unter stark besiedelten Gebieten (Ruhrgebiet), welche von teils gering mächtigen und teils stark zerklüfteten Deckschichten überlagert werden.

e. Salzkavernen

Diese Option weist im Vergleich zu den anderen geologischen Optionen nur sehr geringe Kapazitäten (in Deutschland nur zwei bisher nicht genutzte, stillgelegte Salzbergwerke) auf und steht in Konkurrenz zu anderen Nutzungen.

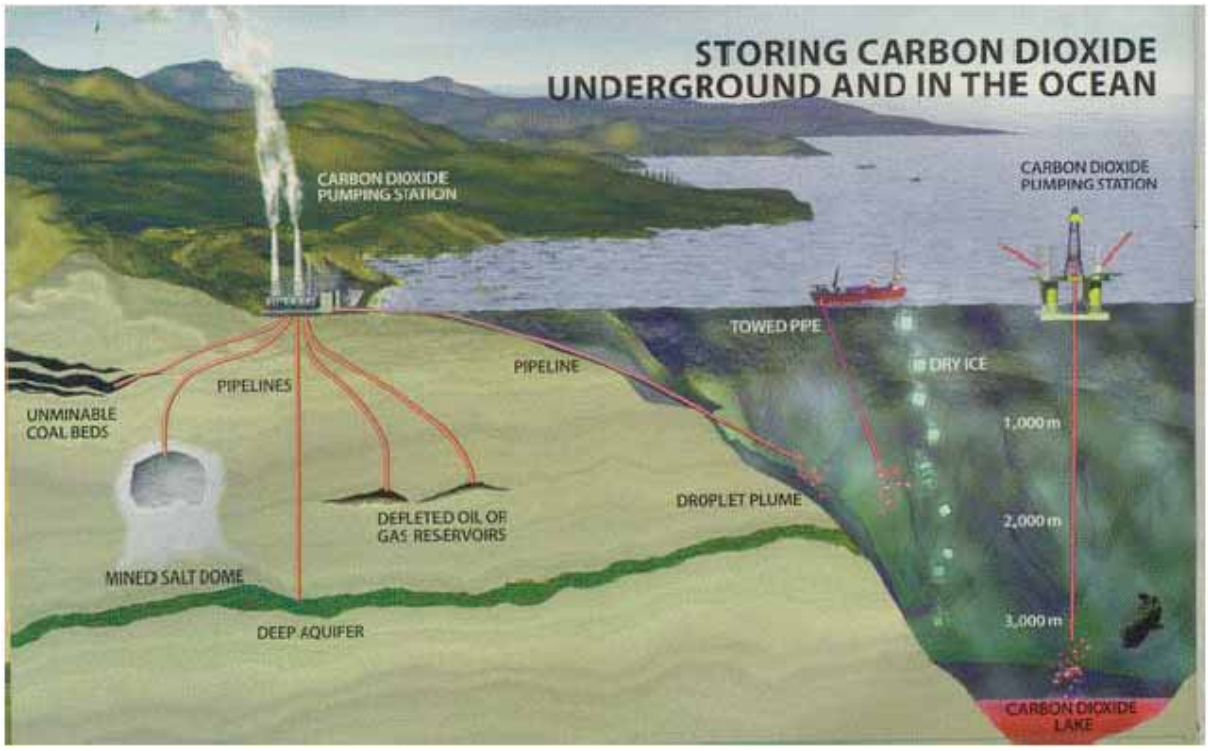


Abb. 7-1 Verschiedene denkbare Optionen der CO_2-Speicherung

Quelle: Fleisch/Quigley 2000)

Sonstige Speicherungsoptionen:

Biomasse

Durch die Bindung von Kohlendioxid in Bäumen kann eine vorübergehende Speicherung dieses Gases erfolgen, wenn z. B. Holz als Baustoff Verwendung findet. Dadurch kann eine CO_2-Speicherung von ca. 100-150 Jahren in den verbauten Holzelementen erfolgen.

Absorption an Minerale

Durch die Bindung von CO_2 an Magnesiumsilikat (z. B. Olivin oder Serpentin, das global in großen Mengen verfügbar ist) kann CO_2 dauerhaft in dem dabei entstehenden Magnesiumcarbonat gebunden werden. Dies geschieht unter hohem Druck (340 bar) und einer Temperatur von 500 °C. Die Reaktion wird maßgeblich durch die Partikelgröße beeinflusst (je kleiner, desto schneller). Pro Tonne CO_2 entstehen dabei 0,66 t Quarz und 1,92 t Magnesiumcarbonat als Reaktionsprodukte, welche z. B. in Erzminen, die als Nebenprodukt Serpentin fördern, verbracht werden können.

Chemische/Technische Verwertung

Die Verwertung des CO_2 in diversen Industrieprozessen (z. B. als Kohlensäure oder zur Gefriertrocknung, mononukleare und polymere Verbindungen) wirkt wie ein Recycling dieses „Abfallstoffes“, allerdings ist die Speicherdauer sehr von der weiteren Nutzung des erzeugten Produktes abhängig (Breuer 2001). Laut Schätzungen von (IPCC 2005a) beträgt die gesamte großindustrielle Nutzung von CO_2 gegenwärtig ca. 104 Mt/a weltweit, dies entspricht weniger als 0,5 % der derzeitigen globalen anthropogenen CO_2-Gesamtemissionen. Durch eine besonders durch Forschung und Entwicklung vorangetriebene konsequente Umstellung

in der chemischen Industrie wird eine Ausweitung der Verwertungsquote auf maximal 5 % für möglich gehalten (Plass 2002).

Brennstoffsynthese

CO_2 kann über chemische Verfahren mit Wasserstoff z.B. in Methanol (CH_3OH) umgewandelt werden, welcher als füssiger Energieträger/Kraftstoff Verwendung finden kann. Diese Technologie steckt aufgrund der notwendigen Bereitstellung von umwelt- und klimaverträglich gewonnenem Wasserstoff noch in der Entwickungs- bzw. Demonstrationsphase und wird sich erst mittel- bis langfristig etablieren können. Die direkte Nutzung von regenerativem Wasserstoff ist zudem deutlich effizienter.

Von besonderer Bedeutung für die Nutzbarkeit der angeführten Speicherverfahren sind nicht zuletzt ökologische Fragestellungen. Insbesondere zählen dazu die globalen und lokalen Risiken von CO_2-Leckagen. Die ökologischen Restriktionen für die jeweiligen Speicheroptionen werden im Kap. 11 aufgeführt.

7.2 Relevante Speicheroptionen und deren Potenziale

Über die Höhe der vorliegenden Potenziale liegen derzeit sehr unterschiedliche Einschätzungen vor. Dies gilt gleichermaßen für die grundsätzliche Eignung der jeweiligen Speicheroptionen, bei der nur eine „Fall zu Fall“ - Betrachtung aussagekräftige Ergebnisse liefern kann. Tab. 7-1 gibt vor diesem Hintergrund zunächst einen Überblick über den Kenntnisstand der globalen CO_2-Speicherpotenziale und benennt eine Auswahl möglicher Restriktionen (s. auch Kap. 11), die eine zukünftige Nutzung ausschließen könnten.

Tab. 7-1 Globale CO_2-Speicherungsoptionen und Kapazitäten (Zum Vergleich: die CO_2-Emissionsrate weltweit lag 2005 bei 27,3 Gt** Tendenz steigend)

Optionen	**Kapazität** IPCC (Gale; 2002)	**Kapazität** Hendricks + Turkenburg (1997)	**Kapazität** Grimston et al. (2001)	**Kapazität** ECOFYS (2004)	**Restriktionen**
Geologisch:					Auswirkungen des CO_2 auf Bodenorganismen unerforscht, durch Leckagen Grundwassergefährdung möglich
Stillgelegte Salzbergwerke	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	Konflikt gegenüber anderen Nutzungsformen
Stillgelegte Kohlebergwerke	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	Sicherheitsrisiko Dichtigkeit, Nutzungskonflikt der Grubengasnutzung
Tiefe Kohleflöze (ECBM)	40 Gt	k. A.	80-260 Gt	0-267-1480* Gt	zukünftige Nutzung von Lagerstätten ausgeschlossen, Technologie in Erprobung
Erschöpfte Ölfelder	120 Gt (incl. EOR)	k. A.	(Öl- und Gasreservoire) 130-500 Gt	22-33-44* Gt onshore 20-60-107* Gt offshore	Sicherheitsrisiko Dichtigkeit eher gering
Verbesserte Ölförderung (EOR)	s. o.	40-100 Gt	20-65 Gt	9-112-734* Gt onshore 3-37-308* Gt offshore	zukünftige Nutzung von Lagerstätten ausgeschlossen
Erschöpfte Gasfelder	690 Gt	90-400 Gt	s. o.	4-219-391* Gt onshore 20-20-32* Gt offshore	Sicherheitsrisiko Dichtigkeit
Verbesserte Gasförderung (EGR)	k. A.	k. A.	k. A.	219-391-925* Gt onshore 149-281-778* Gt offshore	zukünftige Nutzung von Lagerstätten ausgeschlossen
Tiefe saline Aquifere	400-10000 Gt	90/>1000 Gt	30-650 Gt	30-240-1081* Gt	Nutzungskonflikt mit Geothermie denkbar
Marin:	>1000 Gt	400/>1200 Gt	100-10.000 Gt basiert auf physikalischer Gesamtkapazität 50-350 Gt berücksichtigt Einschränkungen aufgrund von Umweltschutzerwägungen	k. A.	Bis auf die Phytoplanktondeposition gilt für alle Methoden, das die technologischen Konzepte ausschließlich auf Laborexperimenten und Computersimulationen basieren, Struktur und Funktion von Tiefseeökosystemen liegen maximal rudimentär vor (Germanwatch 2004)

Ausbreitung+ Lösung (bis 3000 m Tiefe)	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	Rückhaltezeit nur ca. 50 Jahre bei geringer geringeren Einbringtiefen als 500 m, Problem der Injektion flüssigen CO_2 in ozeanische Gewässer: Verminderung des pH-Wertes, Auflösung des Karbonats, Ausgeschiedene Stoffe aus dem Abscheidungsprozess des CO_2 reagieren weiter, Änderungen der Spezifikation von Metallen und Ammoniak (Germanwatch 2004)
CO_2-See (mehr als 3000 m Tiefe)	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	Bedeckende Effekte auf dem Meeresboden mit wahrscheinlich hohen Absterberaten des Ökosystems an diesen Stellen, Geologische Langzeitrisiken durch potentiellen Anstieg der Auflösungsrate der Karbonatsedimente (Germanwatch 2004)
Trockeneisdeponierung	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	Geologische Langzeitrisiken durch pot. Anstieg der Auflösungsrate der Karbonatsedimente (Germanwatch 2004), logistisch sehr aufwendig und teuer (Herzog et al 2001)
Bikarbonatdeponierung	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	
Phytoplankton	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	Eisendüngung in südl. Ozeangebieten notwendig, durch vermehrte Photosyntheserate Erwärmung des ozeanischen Oberflächenwassers mit Konsequenzen für Ozeanzirkulation und Klima, hat Einfluss auf Atmosphärenchemie und Klima (Lawrence 2002)
Biomasse:					
Aufforstung	Weltweit bis zum Jahr 2050 zusätzlich 70 Gt in Wäldern zum bisherigem Speichervolumen (IPCC, 2001)	Positive Auswirkungen sowohl auf Klima- als auch Naturschutz	k. A.	k. A.	Landnutzungskonflikte mit Nahrungsmittelproduktion Möglicher Monokulturanbau Zeitlich begrenzte Speicherwirkung
Sonst. Pflanzen	Weltweit bis zum Jahr 2050 zusätzlich 30 Gt auf landwirtschaftlich genutzten Böden zum bisherigem Speichervolumen (IPCC, 2001)	k. A.	k. A.	k. A.	Landnutzungskonflikte mit Nahrungsmittelproduktion Möglicher Monokulturanbau Zeitlich begrenzte Speicherwirkung

*nach (ECOFYS) 2004: low, best und high basieren auf einer Reihe von Annahmen, wie der Anzahl noch nicht entdeckter Gaslagerstätten, das Austauschverhalten von CO_2 und Methan für ECBM (2-3), und das nutzbare Volumen von Öllagerstätten (40-80 %),

**Angaben über energiebedingte Emissionsraten nach (DIW 2006)

Bei den geologischen Optionen werden die stillgelegten Salz- und Kohlebergwerke von den in Tab. 7-1 zitierten Autoren nicht berücksichtigt. Dies erscheint bei Salzbergwerken aufgrund des geringen Potenzials und auch bei Kohlebergwerken aufgrund der offensichtlichen Durchlässigkeit gerechtfertigt. Des Weiteren muss darauf hingewiesen werden, dass einige Regionen wie z. B. Südostasion und Indien bezüglich einiger der aufgeführten Optionen noch gänzlich unerforscht sind. Untersuchungen zu Speicherkapazitäten finden vornehmlich in Nordamerika, Europa, Australien und Japan statt (Germanwatch 2004).

Bei der Potenzialanalyse ergeben sich große Varianzbreiten bei der Bezifferung der globalen Kapazitäten der tiefen Kohleflöze, da hier die Aufnahmekapazität der unterschiedlichen Kohlearten für CO_2 großen Variablen unterliegt. Bei den Kapazitätsangaben für die CO_2-Speicherung in nutzbaren Öl- und Gasfeldern kommen die Autoren dagegen auf annähernd gleiche Werte. Die besonders große Varianzbreite bei den weltweiten Kapazitätsangaben für saline Aquifere beruht auf den sehr großen Unsicherheiten über Ausdehnung sowie technische Potentiale und spezifische Probleme (strukturelle Komplexität, variierende Mächtigkeiten, variierende Porosität, Restwassersättigung) dieser Speicheroption (May et al 2003).

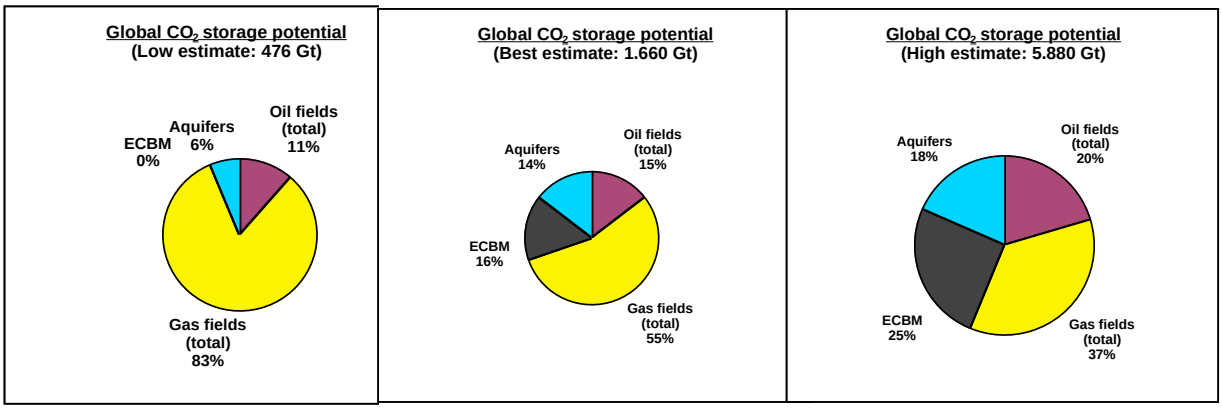
Bezüglich der marinen Optionen gibt es zumeist nur generelle Angaben ohne diese in die einzelnen Techniken/Methoden zu differenzieren. Dementsprechend variieren auch diese Werte stark. Zu der Speicherung in Form von Biomasse macht nur einer der angegebenen Autoren Angaben.

Insgesamt sind die angegebenen Speicherpotenziale sehr beachtlich und umfassen ein Vielfaches des energiebedingten globalen CO_2-Ausstoßes von 27,3 Gt CO_2 (Stand 2005, vgl. DIW 2006). Ein Blick auf die nachfolgend herausgegriffene Einordnung von (ECOFYS 2004) in Tab. 7-2 zeigt aber die verbleibenden Unsicherheiten in der Einschätzung. Hier liegt zwischen der niedrigen und hohen Schätzung der Potenziale ein Unterschied von nicht weniger als dem Faktor 10. Inwieweit die hier genannten Optionen in der Praxis aber tatsächlich für eine Speicherung von CO_2 genutzt werden können, bleibt zudem ohnehin in jedem Einzelfall zu prüfen.

Tab. 7-2 Übersicht über die Einschätzung globaler CO_2-Speicherpotenziale

	Global CO_2 sequ. potential [Gt]		
	Low	Best	High
Remaining oil fields onshore	9	112	734
Remaining oil fields offshore	3	37	308
Depleted oil fields onshore	22	33	44
Depleted oil fields offshore	20	60	107
Oil fields (total)	**54**	**242**	**1.193**
Remaining gas fields onshore	219	391	925
Remaining gas fields offshore	149	281	778
Depleted NG fields onshore	4	219	391
Depleted NG fields offshore	**20**	20	32
Gas fields (total)	**392**	**911**	**2.126**
ECBM	**0**	**267**	**1.480**
Aquifers	**30**	**240**	**1.081**
Total	**476**	**1.660**	**5.880**

Quelle: ECOFYS 2004



Tab. 1-3 gibt einen Überblick über die europäischen Potenziale, beschränkt sich dabei aber auf die geologischen Speicheroptionen. Die hohe Spanne der Kapazitätsangaben resultiert bei der Einlagerung in tiefen Kohleflözen aus der Unkenntnis des Austauschverhältnisses und der Permeabilität der verschiedenen Kohlearten[19]. Diesbezüglich besteht ein erheblicher Forschungsbedarf, der in verschiedenen Projekten bereits angegangen wird (z.B. RECO-POL, vgl. Übersicht der weltweiten CCS-Projekte im Anhang). Erschöpfte Ölfelder weisen europaweit ein vor allem im Vergleich zu Deutschland hohes Volumen auf. Für Europa ist das CO_2-EOR-Verfahren eine Speicheroption, welche angesichts steigender Ölpreise und des Handels mit CO_2-Zertifikaten in Zukunft eine wirtschaftliche Option darstellen kann. Ebenso sind die europäischen Gasfelder (z.B. in den Niederlanden und Norwegen) in Hinblick auf technische und wirtschaftliche Aspekte sowie relativ genau kalkulierbarem Fassungsvermögen eine attraktive Option für die CO_2-Speicherung. Bei den tiefen salinen Aquiferen besteht analog zur globalen Ebene ein erhebliches Defizit bei der Beurteilung von Qualität und Quantifizierung dieser Speicheroption.

[19] Tiefe Kohleflöze sind gegenwärtig aus technischen und wirtschaftlichen Gründen nicht für die Kohlegewinnung nutzbar. Mit Hilfe der Einpressung von CO_2 könnte jedoch das unterirdisch gebundene Methan gewonnnen werden, das CO_2 gleichzeitig im Untergrund verbleiben. Die grundsätzliche Speicherkapazität dieser Option liegt höher als für die meisten anderen Möglichkeiten.

Tab. 7-3 Gesamteuropäische CO_2-Speicherungsoptionen und Kapazitäten

Zum Vergleich: die energiebedingte CO_2-Emissionsrate in Europa (EU 15) lag 2005 bei 3,496 Gt CO_2

Kapazi-täten	**tiefe Kohleflöze (ECBM)**	**Erschöpfte Ölfelder**	**Verbesserte Ölförderung (EOR)**	**Erschöpfte Gasfelder**	**Verbesserte Gasförderung (EGR)**	**tiefe saline Aquifere**
	0-1,7-9,9 Gt*					1,3-10,4-36,9 Gt
onshore		0,4-0,6-0,8 Gt	0,1-1,0-6,2 Gt	0,2-7,6-14,3 Gt	7,6-14,3-23,5 Gt	
offshore		3,4-10,3-18,2 Gt	0,3-4,0-39,9 Gt	10,3-10,1-13,3 Gt	12,9-26,8-111,9 Gt	

*nach (ECOFYS 2004): aus dem Englischen übersetzt: low, best und high basieren auf einer Reihe von Annahmen, wie der Anzahl unentdeckter Gaslagerstätten, das Austauschverhalten von CO_2 und Methan für ECBM (2-3) und das nutzbare Volumen von Öllagerstätten (40-80 %)

Das Gesamtpotenzial in Europa beziffert sich bei einer Orientierung an der mittleren Einschätzung von ECOFYS auf rund 87 Gt CO_2. Dies übersteigt die heutige Emissionsmenge von 4,114 Gt CO_2 in der EU 25 um etwas mehr als den Faktor 20. Damit zeigt sich, dass die Nutzbarkeit der CO_2-Abtrennung und Speicherung als zentrales Element des Klimaschutzes unter diesen Annahmen möglicherweise eingeschränkt sein könnte.

Tab. 7-4 CO_2-Speicherungsoptionen und Kapazitäten in Deutschland

Zum Vergleich: die energiebedingte CO_2-Emissionsrate in Deutschland lag 2005 (nach vorläufigen Schätzungen) bei 865,4 Mt*

Speichertyp	CO_2-Speicherkapazität/region. Verteilung	Vorteile	Nachteile (generell: rechtl. Rahmen ungeklärt)
stillgelegte Salzbergwerke	Hohlraumvolumen entspricht 30 Mt CO_2 in Sachsen-Anhalt und Thüringen	sehr dichte Barriere hohe CO_2-Dichte in geringer Tiefe technische Machbarkeit sehr gut	Sicherheitsrisiken: Schachtabdichtung, Hohlraumspeicherung Nutzungskonflikt mit Untertagedeponierung, nur noch 2 bisher ungenutzte Kalibergwerke in der BRD, Kosten sehr hoch
stillgelegte Kohlebergwerke	Hohlraumvolumen entspricht 15% der abgebauten Flöze vor allem im Ruhr- und Saarrevier	Nähe zu großen Emittenten	Sicherheitsrisiken: Schachtabdichtung, Hohlraumspeicherung, Altbergbau, Deckgebirge aktiver Bergbau in Verbundbergwerken Nutzungskonflikt Grubengasnutzung
tiefe Kohleflöze	3700 – 16700 Mt im Münsterland und Saar-Nahe-Becken	Nähe zu großen Emittenten Ausbeutesteigerung bei Flözgasproduktion Kosten niedrig	niedrige Injektionsraten in gering-durchlässiger Kohle Beeinträchtigung der zukünftigen Nutzung von Lagerstätten Technologie in Erprobung
Ausgeförderte Ölfelder (EOR wird in Deutschland nicht praktiziert)	kumulat. Produktion entspricht 81 Mt einschließlich Reserven 110 Mt Vorkommen in Nord- und Ostdeutschland	Steigerung der Ölausbeute Speicherqualität gegeben ist bereits industrielle Praxis	geringe Lagerstättengrößen, andauernde Ölförderung Kontamination der Lagerstätte mit CO_2 ergibt Beeinträchtigung bei zukünftiger Nutzung
Ausgeförderte Gasfelder	kumulative Produktion entspricht 1770 Mt, einschließlich Reserven 2560 Mt Vorkommen in Nord- und Ostdeutschland	Erhöhung der Gasförderung in der Endphase der Produktion theoretisch möglich Speicherqualität gegeben Relative Kosten niedrig, da Infrastruktur bereits vorhanden	andauernde Erdgasförderung Kontamination der Lagerstätte mit CO_2 ergibt Beeinträchtigung bei zukünftiger Nutzung
tiefe saline Aquifere	12- 28 Gt** Vorkommen vor allem im Norden Deutschlands	weite Verbreitung Langfristige Fixierung von CO_2 in Karbonaten	Nutzungskonflikt mit geothermischer Energiegewinnung Speicherqualität noch größtenteils unerforscht

(Quelle: Dr. Gerling/Dr. May, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover, 2001, Angaben zu Kosten und technischer Machbarkeit nach Herzog et al. 1997), Gerling. Peter (2004): COORETEC –Optionen zur CO_2-Speicherung in Deutschland, Präsentation auf dem Kraftwerkskongress: Innovative Technologien zur Stromerzeugung – auf dem Weg zu CO_2-freien Kohle- und Gaskraftwerken 10-12. Mai 2004 in Berlin, eigene Ergänzungen

*Angaben über energiebedingte Emissionsraten nach (DIW 2006) / **May et al. (2006a)

Die Abschätzung der Speichermöglichkeiten in Deutschland (vgl. Tab. 7-4) basiert hier im Wesentlichen auf Analysen der BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe /May 2003). Aufgrund von Sicherheitsrisiken und Nutzungskonflikten werden von dieser die stillgelegten Salz- und Kohlebergwerke nicht als sichere Speicher in Erwägung gezogen. Ohnehin weisen stillgelegte Salzbergwerke im Vergleich zu den anderen geologischen Speicheroptionen nur sehr geringe Kapazitäten auf.

Bezüglich der Speichermöglichkeiten in tiefen Kohleflözen besteht auch in Deutschland ein hoher Unsicherheitsfaktor. Wie bereits erwähnt, gibt es insbesondere zum Austauschverhalten der an der Kohle adsobierten Gase und zur Permeabilität der Kohle noch erheblichen Forschungsbedarf.

(Ausgeförderte) Ölfelder bergen in Deutschland nur ein sehr geringes Speichervolumen. (Ausgeförderte) Gasfelder bieten die lukrativste Speicheroption, da sie u. a. durch die vorhandene Infrastruktur am schnellsten nutzbar wären sowie ihre Gasdichtigkeit bisher schon bewiesen haben. Allerdings ist auch hier das Speichervolumen in Summe nur gering und entspricht gerade einmal rund dem Doppelten des derzeitigen Jahresausstoßes an CO_2.

Tiefe saline Aquifere stellen aufgrund ihrer weiten Verbreitung und ihrer hohen Kapazitäten die vielversprechenste Option dar. Durch die fehlende flächendeckende Erfassung und Untersuchung der geologischen Strukturen ergeben sich jedoch erhebliche Schwierigkeiten, genaue Angaben über die technisch und wirtschaftlich nutzbaren Kapazitäten und die Langzeitstabilität dieser Strukturen zu machen. Auch hier besteht ein noch hoher Forschungsbedarf. Mit dem von der EU geförderten Projekt CO2Sink sollen diesbezüglich wichtige Erfahrungen an Hand der praktischen Einspeicherung von CO_2 unterhalb eines ehemaligen Erdgasspeichers in der Nähe von Ketzin in Brandenburg gesammelt werden.

Zwecks Prognose der Speicherkapazitäten der tiefen Aquifere in Deutschland wurden von May et al (2003) die Ergebnisse einer Analyse von Baden–Württemberg auf die Gesamtfläche des Festlandes hochgerechnet. Die Extrapolation der Ergebnisse auf die Gesamtfläche des Norddeutschen Beckens und der kleineren Sedimentbecken von mehr als 1 km Tiefe[20] ergibt für Deutschland insgesamt eine Speicherkapazität von ca. 33 +/- 10 Gt CO_2 (die Fehlerbandbreite bezieht sich auf eine Wahrscheinlichkeit von 10 bis 90 %). Davon entfällt der überwiegende Teil (mehr als 85 %) auf das Norddeutsche Becken.

[20] Außerhalb des Norddeutschen Becken wurden nur solche Flächen berücksichtigt, die mehr als ein Kilometer Deckgebirgsmächtigkeit aufweisen.

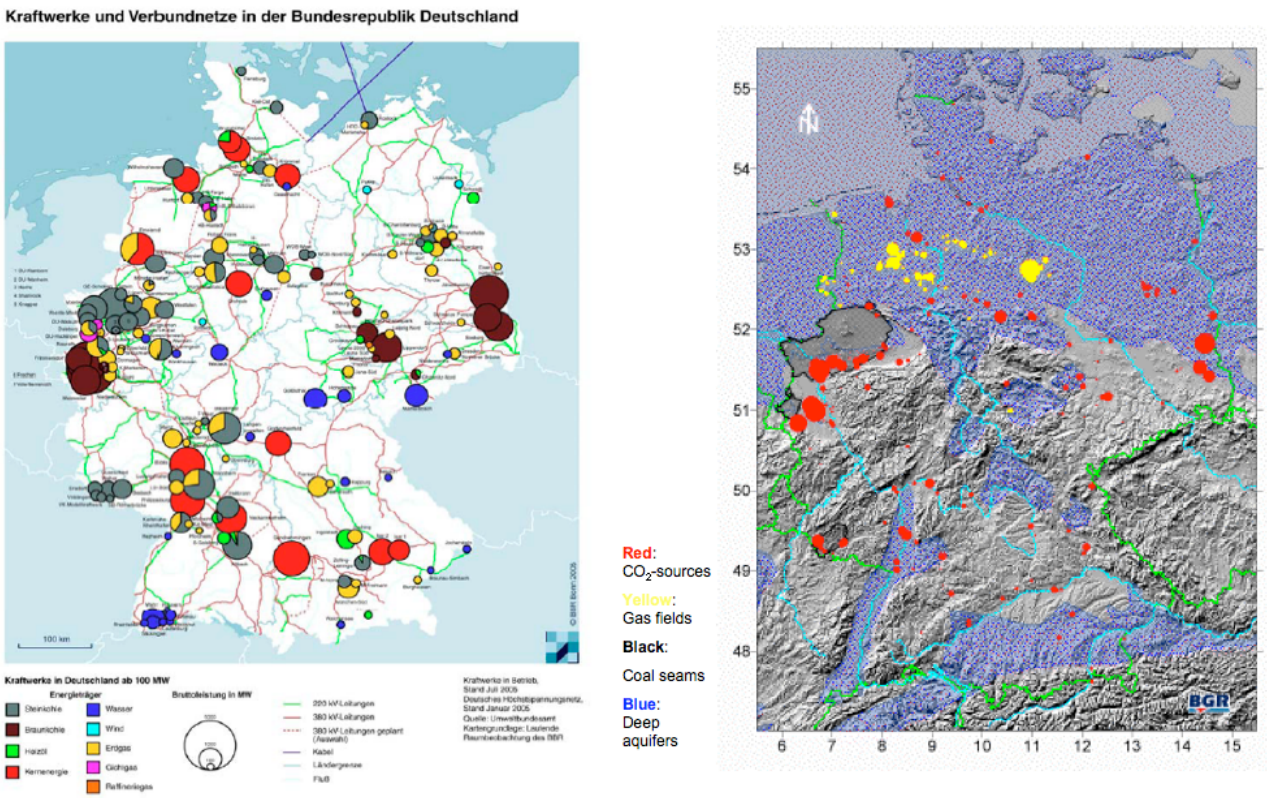


Abb. 7-2 Vergleich zwischen potentiellen CO_2-Senken und heutigen großen Punktquellen in Deutschland nach BGR und Umweltbundesamt-Kraftwerksdatenbank Stand 2005

Abb. 7-2 stellt letztlich die geografische Verteilung der in Deutschland lokalisierten Speicheroptionen und den großen Punktquellen nebeneinander. Dabei zeigt sich, dass die Konzentration der besonders geeignet erscheinenden Speicheroptionen in Niedersachsen sehr hoch ist, während die Dichte der Punktquellen eher im Ruhrgebiet und im niederrheinischen Braunkohlerevier verortet ist. Sollen große Transportentfernungen vermieden und die Verteilung der Kraftwerksstandorte erhalten bleiben, erfordert dies den Aufschluss von bundesweit vorhandenen und zur CO_2-Speicherung nutzbaren salinen Aquiferen und eine dortige sichere und dauerhafte Einlagerung.

7.3 Bewertung der Speicheroptionen in Deutschland

Im Folgenden ist eine zusammenfassende Tabelle wiedergegeben, in welcher die Speicheroptionen für Deutschland bewertet werden. Die in der Tabelle vorgenommene Bewertung entstand in Anlehnung an eine bereits von der BGR[21] erarbeitete Matrix, welche um die Bewertungskriterien Kosten, Stand der Technik und Allgemeine Risiken ergänzt wurde. Mit Ausnahme der Ölfelder beziehen sich die Kapazitätsangaben auf das Festland, explizit wird in der Quelle aber nicht darauf hingewiesen.

[21] BGR: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover.

Tab. 7-5 Bewertung geologischer Speicheroptionen in Deutschland anhand ausgewählter Kriterien

Option	Kapazität in [Gt]	Langzeit-stabilität	Kosten*	Stand der Technik	Nutzungs-konflikte	Allgemeine Risiken
Ausgeförderte Gasfelder	+ 2,3- 2,5**	+	+	+ (+)	-	+
Tiefe saline Aquifere	+ + 12-28**	+	- -	+	-	(+)
Tiefe Kohleflöze	+ (+) 3,7-16,7	+	- -	-	-	-
Ausgeförderte Ölfelder	- - 0,11	+	+ +	+ +	-	+
Salzkavernen	- - 0,04	- -	k. A.	+	- -	- -
Stillgelegte Kohlebergwerke	+ 0,78	- -	- -	- -	- -	-

* Die Kostenbewertung beinhaltet nur die Speicherkosten ohne Abscheidung, Verdichtung und Transport (nach ECOFYS 2004, BGR, eigene Ergänzungen)

** Zahlen nach May et al 2006a

Die Ozeansequestrierung wird nicht bewertet, da sie für Europa nicht relevant ist.

Bewertungshinweise:

- - Kriterium wird negativ/bzw. als sehr problematisch eingestuft
- noch grundsätzliche Schwierigkeiten bestehen, sind aber ggf. lösbar
+ gute Bewertung bzw. geringe Hindernisse
+ + sehr gute Bewertung
() Klammern geben Unsicherheiten an, bzw. müssen hier Einzelfallprüfungen stattfinden

Die einzelnen Optionen lassen sich wie folgt beurteilen:

Ausgeförderte Gasfelder stellen insgesamt die viel versprechendste Option für die CO_2-Speicherung dar, da viele bereits in der Gasindustrie angewandte Verfahren und Prozessschritte „nur“ modifiziert und den speziellen Anforderungen der CO_2-Speicherung angepasst werden müssten. Diese Anpassung bezieht sich u.a. auf die Verwendung säureresistenter Zemente zur Abdichtung/Verschließung nicht mehr benötigter Bohrlöcher (bereits vorhandene oder in der Explorationsphase entstandene Bohrlöcher) im Bereich der Speicherstruktur. Auch der Stahl für die Pipelines muss den speziellen Anforderungen des CO_2-Transports gerecht werden. Da das Verhalten und die Verteilung von CO_2 im Reservoir aufgrund anderer physikalischer und chemischer Eigenschaften im Vergleich zu Erdgas- und -öl unterschiedlich ist, müssten Simulations- und das Monitoringverfahren modifiziert werden.

Das Speichervolumen der ausgeförderten Gasfelder ist im Vergleich zu den anderen Optionen (insbesondere Aquifere und tiefe Kohleflöze) allerdings deutlich geringer. Es reicht bei einer energiebedingten CO_2-Emissionsrate in Deutschland 2005 von 865,4 Mt/a (DIW 2006) bzw. 393 Mt/a (nur industrielle, punktförmige CO_2-Quellen > 100.000 t/a) (GESTCO 2004) nur für wenige Jahre. Die Kosten werden als relativ gering eingestuft, da die bereits vorhan-

dene Infrastruktur (Pipeline-Korridore) und das technische Know-how genutzt werden könnten. Nutzungskonflikte bestehen hier durch die nicht weiter förderfähigen Restvorkommen des Erdgases durch die Kontamination mit CO_2.

Tiefe saline Aquifere haben die mit Abstand größten Kapazitäten, wobei es sich hier immer noch um Abschätzungen handelt, die erst mit hohem Forschungsbedarf mittel- bis langfristig manifestiert werden können. Auch bei dieser Option besteht, wie bei allen genannten geologischen Optionen, ein latentes Risiko durch Leckagen, welche sowohl in der geologischen Formation auftreten können als auch in Pipeline- oder sonstigen Transportsystemen. Die Kosten werden für die Speicherung in salinen Aquiferen relativ hoch eingeschätzt, da die nutzbaren Aquifere in 1 km Tiefe liegen und nur selten vorhandene Bohrungen für die Einbringung von CO_2 genutzt werden können. Ferner muss das in diesen Strukturen vorhandene Lagerstättenwasser erst mittels hierfür geeigneter Injektionsstrategien verdrängt werden. Die technische Machbarkeit ist gegeben, aber mit deutlich mehr Aufwand als z. B. bei Gas- und Ölfeldern verbunden. Nutzungskonflikte ergeben sich ggf. durch die zunehmende Entwicklung der geothermischen Energiegewinnung (Hydrothermale Nutzung / Hot-Dry-Rock-Verfahren) sowie der Nutzung von tiefen Aquiferen als saisonale Wärme-/Kälte-Speicher[22]. Je nach Mineralbestand im Aquifer bietet sich hier auch die Möglichkeit der Karbonatbildung, somit würde CO_2 in eine langfristige stabile Form eingebunden. Allerdings verläuft diese Reaktion recht träge, und es besteht ein weiterer Forschungsbedarf bezüglich der Reaktionsraten und optimalen Bedingungen für eine Fixierung des CO_2 in Form von Karbonaten.

Tiefe Kohleflöze[23] stehen an dritter Stelle in dieser Wertungstabelle, wobei aufgrund der unterschiedlichen Kohlearten und den damit verbundenen variierenden Aufnahmefähigkeiten für Kohlendioxid Unwägbarkeiten bei der Speicherkapazität vorliegen. Hier besteht noch erheblicher Forschungsbedarf. Industrielle Pilotprojekte existieren bereits in anderen Ländern, z.B. das Projekt RECOPOL im polnischen Kattowitz mit deutscher Beteiligung sowie weitere Projekte in den Niederlanden und den USA. Durch das ECBM-Verfahren[24] geht man von der wirtschaftlichen Tragfähigkeit dieser Option schon in naher Zukunft aus. Ein Leckagerisiko durch an Verwerfungen o.ä. auftretenden Aufstiegsbahnen für das CO_2 ist auch bei dieser Option nicht auszuschließen. Eine zukünftige Gewinnung der Kohle aus tiefliegenden Kohleflözen wird durch die CO_2-Speicherung in diesen Lagerstätten erschwert bzw. ausgeschlossen. Die vollständige Erfassung des aus der Kohle verdrängten Methans, welches ein rund 21-fach höheres Treibhauspotential als CO_2 hat, ist sicherzustellen.

Ausgeförderte Ölfelder haben in Deutschland nur sehr geringe Speicherkapazitäten im Vergleich zu den anderen Optionen. Der Stand der Technik ist hingegen als sehr hoch einzuschätzen: EOR (Enhanced Oil Recovery) ist bereits in anderen Ländern (vor allem in den USA) industrielle Praxis. Durch die Anwendung dieses Verfahrens ergäbe sich bei

---

22 Beispielsweise wird die sommerliche Überschusswärme der BHKWs, welche den Reichstag und die Parlamentsgebäude in Berlin mit Wärme versorgen, in ca. 300 m tiefe Aquifere eingespeist, um im Winter zurückgewonnen zu werden. Gleichermaßen wird in einer höher gelegenen Aquiferschicht im Winter Kälte eingespeichert. Diese relativ neue Nutzungsoption dürfte aus Klimaschutzgründen zukünftig eine höhere Bedeutung erlangen.

23 „Tief“ ist im Sinne von „gegenwärtig nicht wirtschaftlich abbaubar“ zu verstehen und bezieht sich nicht nur auf in sehr großer Tiefe liegende Kohleschichten. Vielmehr sind hier auch kohleführende Schichten enthalten, die für einen heutigen wirtschaftlichen Abbau z. B. nicht mächtig genug sind.

24 Enhanced-Coal–Bed-Methane-Verfahren: CO_2 hat die Eigenschaft, bevorzugt an Kohle gebunden zu werden, so dass das bisher angelagerte Methan freigesetzt wird und zur weiteren Nutzung zur Verfügung steht.

dieser Option auch ein ökonomischer Vorteil gegenüber den anderen Optionen, da sich in der Spätphase der Ausbeutung die Fördermenge durch die Injektion von CO_2 erhöhen lässt. Ölfelder bergen durch die mitunter zahlreichen Bohrungen ein Leckagerisiko. Die Bohrungen müssen daher, wie auch bei den o. g. Gasfeldern, durch entsprechende Zemente zuverlässig abgedichtet werden.

Salzkavernen haben eine noch geringere Speicherkapazität als die Ölfelder, die technische Machbarkeit ist aber ebenfalls gegeben. Bei den Salzkavernen handelt es sich wie bei den unten aufgeführten Kohlebergwerken um Hohlräume, im Gegensatz dazu sind alle anderen Optionen Porenspeicher. Bei Hohlraumspeichern sind bei einer Leckage schlagartige Entleerungen des gesamten Inhalts innerhalb weniger Tage zu befürchten. Die Permeabilität poröser Speichergesteine (wie die bisher genannten Speicherformationen) begrenzt hingegen den Gasaustritt, so dass im Falle eines CO_2-Austritts durch unzureichend abgedichtete Bohrungen oder anderer Aufstiegsbahnen im Gestein dieser verzögert erfolgt und eine völlige Speicherentleerung vermutlich verhindert werden kann. Negative Erfahrungen mit schlagartigen Gasaustritten wurden bei der Nutzung der Salzkavernen als Erdgasspeicher bereits gemacht. Zudem kann es in Salzkavernen zu unkontrollierten Wassereinbrüchen kommen, welche ebenfalls ein erhöhtes Sicherheitsrisiko darstellen. Nutzungskonflikte bei dieser Option ergeben sich insbesondere durch die konkurrierende Nutzung dieser Formationen als Lagerstätten von hoch toxischen oder radioaktiv strahlenden Stoffen. Denkbar wäre aber auch die Lagerung wichtiger Dokumente in diesen Strukturen z.B. zur Datensicherung.

Stillgelegte Kohlebergwerke erscheinen als Speicherort sehr attraktiv, da sie meist in der Nähe großer Emittenten verortet sind und daher zumindest die Transportkosten gering wären. Allerdings besteht bei dieser Option ein sehr hohes Sicherheitsrisiko, da die großen und weit verzweigten Untertagebauten sich schwer von den noch genutzten Bereichen abtrennen lassen, viele historische Stollen nicht mehr bekannt sind, die Deckschichten - wie z.B. im dicht besiedelten Ruhrgebiet - nur wenige Meter mächtig sein können und es immer wieder zu Bergsenkungen und Einbrüchen in ehemaligen Bergbauregionen kommt. Des weiteren sind Wechselwirkungen mit einer potenziellen Gewinnung von Grubengas aus den Bergwerken zu beachten. Hinsichtlich der Speicherkapazität liegt diese Option um etwa eine Größenordnung unter derjenigen der tiefen Kohleflöze.

Somit ergibt sich aus den oben angeführten Gründen, dass bei allen Unsicherheiten nur die drei in Tab. 7-5 zuerst aufgeführten Optionen Relevanz für eine potenzielle CO_2-Einspeicherung in Deutschland besitzen und auch die Rangfolge der einzelnen Optionen widerspiegelt:

1. **Ausgeförderte Gasfelder**
2. **Tiefe saline Aquifere**
3. **Tiefe Kohleflöze**

In Abb. 7-3 sind diese drei für Deutschland relevanten Speicheroptionen in einer Kosten-Potenzial-Kurve aufgetragen. Die Kostenwerte wurden aus den Angaben von Ecofys für Westeuropa übernommen. Der europäische GESTCO-Report weist im Vergleich dazu für drei konkrete deutsche Fallstudien Einspeicherkosten in saline Aquifere von 8,3 €/t (Afeld-Elze) bzw. 0,6 €/t (Greifswalder Bodden I und II) auf.

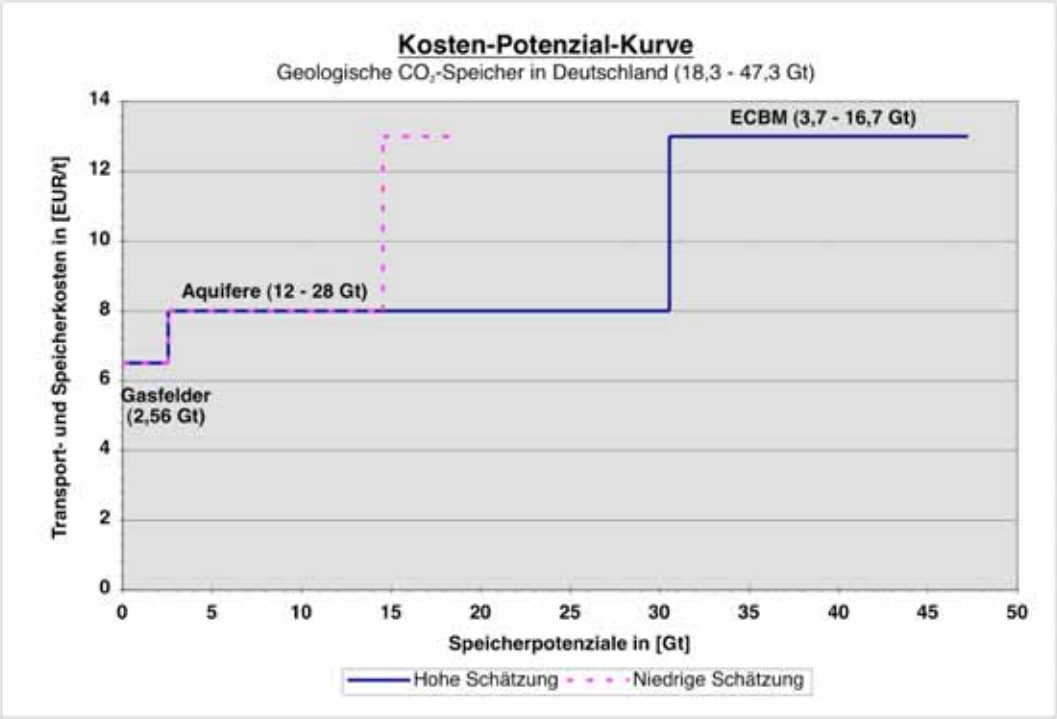


Abb. 7-3 Kosten-Potenzial-Kurve für die drei in Deutschland relevanten Speichertechnologien

Quelle: BGR (Potenziale) / ECOFYS 2004 (Kosten aus Grafik für Westeuropa übernommen)

Die als relevant identifizierten **CO_2-Speicherpotenziale** für **Deutschland** betragen demnach in der Summe rund **18 Gt** (niedrige Schätzung – schraffierte Linie) **bis 47 Gt** (hohe Schätzung – durchgehende Linie). Bei einer energiebedingten CO_2-Emissionsrate in Deutschland im Jahr 2005 von 865,4 Mt (DIW 2006) wäre die nationale Speicherkapazität bei vollständiger Einspeicherung theoretisch nach 20 bis max. 55 Jahren erschöpft. Bezogen auf ausschließlich die industriellen, punktförmigen CO_2-Quellen in Deutschland (> 100.000 t/a) von ca. 393 Mt/a (GESTCO 2004)[25], die letztendlich für eine CO_2-Abscheidung relevant sind, erweitert sich die Reichweite auf 47 bis 120 Jahre bzw. auf **36 bis 93 Jahre**, wenn ein zum gegenwärtigen Zeitpunkt realistisch erscheinender um 30 % erhöhter CO_2-Ausstoß für die zusätzlichen Energieaufwändungen in der gesamten CCS-Prozesskette angenommen wird (511 Mt/a incl. 30 %-Aufschlag). Der tatsächliche Zeitpunkt der erschöpften Lagerkapazitäten

[25] Neben der in (GESTCO 2004) genannten Zahl von **393 Mt/a** (Quelle: IEA 1998) gibt das Europäische Schadstoffemissionsregister **EPER** (www.daten.eper.de), welches ebenfalls industrielle, punktförmigen CO_2-Quellen ab 100.000 t/a listet, für Deutschland im Jahr 2001 Emissionen von **429 Mt/a** an. Im Vergleich dazu werden im Nationalen Allokationsplan der Bundesregierung **NAP** (Mittelwert 2000 bis 2002: **501 Mt/a**) auch kleinere Anlagen (ab 20 MW Feuerungsleistung) erfasst, die für eine CO_2-Abscheidung gegenwärtig jedoch nicht relevant sind.

würde jedoch später liegen, da die Kraftwerke erst sukzessive mit CCS-Technik ausgerüstet werden müssten.

Würde man – wie dargestellt - die drei Speicheroptionen im zeitlichen Verlauf in ihrer wirtschaftlichen Rangfolge wählen, so ergäben sich anfängliche Speicherkosten von 6,5 €/t_{CO2} (Gasfelder), die sich schrittweise auf 8,0 €/t_{CO2} (Aquifere) und 13,0 €/t_{CO2} (tiefe Kohleflöze) erhöhen würden. Dabei sei nochmals ausdrücklich auf die derzeitig große Unsicherheit bezüglich der genau zu erwartenden Potenziale und Kosten hingewiesen.

8 Zentrale Aspekte der CO_2-Transportinfrastruktur

Der Aufbau einer Transportinfrastruktur ist ein wesentlicher Kostenfaktor in einem zukünftigen CCS-Regime. Fragen zur Transportinfrastruktur spielen daher auch eine wesentliche Rolle bei Entscheidungen zu potenziellen Kraftwerks- sowie Senken-Standorten. Es handelt sich um ein klassisches **Optimierungsproblem**, das z.B. mit der Vorgabe einer oder mehrerer der folgenden Zielparameter gelöst werden kann:

- Minimierung CO_2-Transport
- Minimierung Stromtransport
- Minimierung Brennstofftransport
- Minimierung Transportkosten
- Minimierung ökologische / soziale Auswirkungen

Im Einzelnen stellen sich folgende zentrale Fragen, die für das Zusammenspiel von Abscheideort, Transportstruktur und Einspeicherort entscheidend sind:

- Wo liegen zukünftige CO_2-Senken?
  Onshore - Offshore?
  Nordwesten - Nordosten...?
  Inland - Ausland?
- Wann können sie erschlossen werden?
- Wann werden sie erschöpft sein?
- Wo liegen zukünftige KW-Standorte?
  Verbrauchernah - Brennstoffnah - Senkennah?
  Zentral - Dezentral?
- Was wird transportiert?
  CO_2 - Strom - H_2?
- Wie wird transportiert?
  Pipeline - Schiene - Straße - Wasser?
- Welche Infrastruktur wird benötigt?
  Pipelines, Verdichter, Sammler, Zwischenspeicher, Häfen, ...

In Abb. 8-1 ist ein mögliches CO_2-Transportszenario für Deutschland beispielhaft eingezeichnet. In diesem Beispiel wird CO_2 aus drei in Nordrhein-Westfalen gelegenen Punktquellen (z.B. große Kraftwerke) über Pipelines zu einer Sammelleitung zusammengeführt, verdichtet und alternativ in zwei in- bzw. ausländische Onshore-Standorte (S_1 bzw. S_2) oder in einem Offshore-Standort (S_3) verbracht. Für die Offshore-Deponierung ist die Umladung des CO_2 von der Pipeline auf ein Schiff unter Nutzung der entsprechenden Infrastruktur (Hafen, Beladestation, Zwischenspeicher) erforderlich.

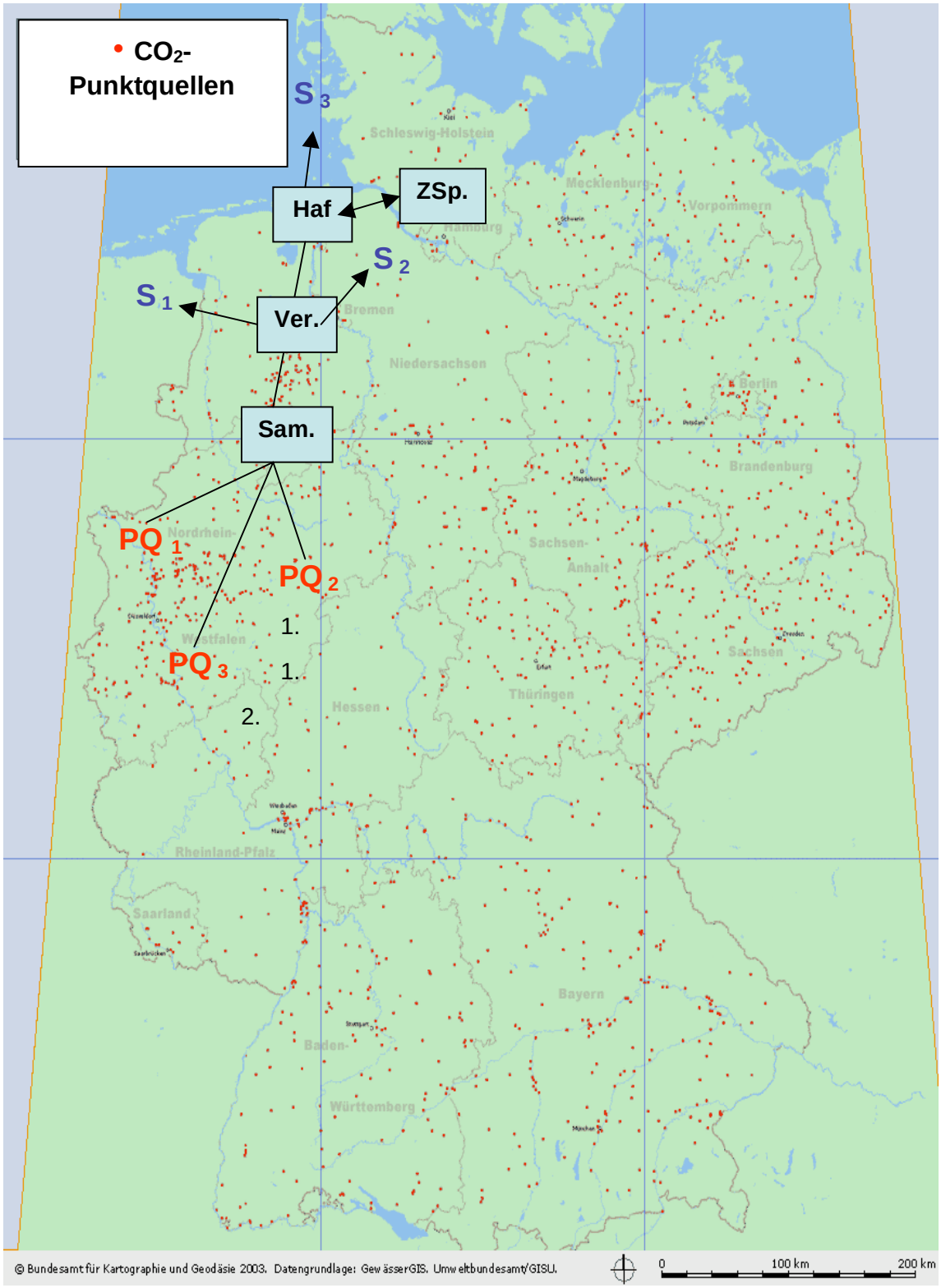
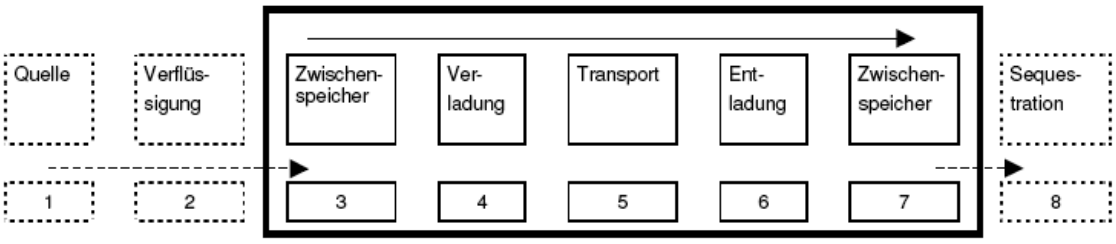


Abb. 8-1 Beispiel für ein mögliches CO_2-Transportszenario in Deutschland

Legende:
PQ: Punktquelle / S: Sammelleitung / V: Verdichter / S_1: Speicher (ausländisch) / S_2: Speicher (inländisch) / S_3: Speicher (offshore) / H: Hafen / Z: Zwischenspeicher

Zur Verdeutlichung der zur CO_2-Infrastruktur zugehörigen Elemente (3-7) dient die nachfolgende Abb. 8-2.



Erläuterungen:

1: Kraftwerk zur Stromerzeugung

2: Erforderlich bei CO_2-Transport im flüssigen bzw. überkritischen Zustand

3: Erforderlich bei CO_2-Transport mit diskontinuierlicher Abnahme (LKW / Bahn / Schiff)

7: Erforderlich bei CO_2-Transport mit diskontinuierlicher Anlieferung (LKW / Bahn / Schiff), nicht zwingend bei Pipeline

8: Geologischer Speicher

Abb. 8-2 Elemente des CO_2-Transportsystems

Quelle: (Schlattmann 2006)

Eine Abschätzung der Bandbreite der Transportkosten für verschiedene Transportszenarien (d.h. abhängig von Ausbaugrad, Kapazität, Entfernung und Transportmittel) wurde bereits in Kap. 6 vorgenommen (s. dort insbesondere Abb. 6-5 und Abb. 6-6).

8.1 Wechselbeziehung zwischen Energieverbrauch und Güterverkehr

Der Verbrauch fossiler Brennstoffe hauptsächlich für energetische Zwecke stellt nach wie vor hohe Anforderungen an das Gütertransportsystem. Dies gilt insbesondere für die Seeschifffahrt aber auch für die massenleistungsfähigen Landverkehrsträger. Dabei überrascht der hohe Anteil fossiler Energieträger in der internationalen Seeschifffahrt, der in einem gewissen Kontrast zu den in der öffentlichen Diskussion oft dominierenden internationalen Produktionsnetzwerken und den damit assoziierten komplexen Industrieprodukten steht. Letztere machten 2003 mit der Gütergruppe der „sonstigen Güter“ knapp 30 Prozent der in der Seeschifffahrt geleisteten Tonnenkilometer aus, während Rohöl, Mineralölprodukte und Kohle - wenn auch mit leicht fallender Tendenz - immer noch gut 53 Prozent beitrugen. Im Falle der Landverkehrsträger in Deutschland betragen die Anteile des Transportes von Öl, Ölprodukten und Kohle immerhin noch 32 % (Binnenschifffahrt), 16 % (Eisenbahn) und 4 % (Straßengüterverkehr mit deutschen LKW) sowie für diese drei Verkehrsträger zusammen 11 %. Der Transport mittels Rohrleitungen entfällt zu fast 100 % auf die Güter Gas, Rohöl und Mineralölprodukte.

Ein wesentlicher Grund für die Zunahme von Umweltbelastungen des Güterverkehrs ist im Wachstum der Nachfrage zu sehen. Daher haben Überlegungen zur Entkopplung der Güterverkehrsnachfrage von der Wirtschaftsleistung eine zumindest theoretische und politisch-programmatische Bedeutung erlangt (Pastowski 1997). Hierbei bestehen insbesondere im Energiesektor erhebliche Potenziale zur Absenkung der Gütertransportintensität (Pastowski 2005).

Demgegenüber begründet die Abscheidung und Einlagerung des als Folge der Nutzung fossiler Energieträger anfallenden CO_2 eine Tendenz zur Erhöhung der Gütertransportintensität, da das CO_2 zusätzlich zu einer Senke transportiert werden muss. Im Rahmen der Abscheidung und Einlagerung von CO_2 im Energiesektor und auch darüber hinaus ist also neben dem erwünschten Klimaschutz durch die verminderten CO_2-Emissionen mit Trade-offs in Form zusätzlicher Gütertransporte zu rechnen, von denen wiederum zusätzliche CO_2-Emissionen im Verkehr sowie weitere für den Verkehr typische Umweltbelastungen ausgehen. Zwecks Minimierung dieser Trade-offs wie auch zur Kostenoptimierung bei der Implementierung eines CCS-Systems ist also eine nähere Betrachtung der möglichen Konsequenzen im Güterverkehrs-Sektor angezeigt.

8.2 Determinanten zusätzlicher Gütertransporte bei CCS

Der gesamte durch die CO_2-Abscheidung und Einlagerung induzierte Transportaufwand ergibt sich aus einer Mit- und Ohne-Betrachtung. Es werden also die Transporte betrachtet, die im Falle von CCS zusätzlich erforderlich werden und im Einzelfall hinsichtlich einer Reihe von Determinanten analysiert. Aufwand und Kosten des Transportes resultieren dann aus den Transportmengen, den Transportentfernungen sowie den dabei eingesetzten Verkehrsträgern. Tab. 8-1 gibt einen Überblick zu den relevanten Faktoren, die nachfolgend näher beschrieben werden.

Tab. 8-1 Für den Transportaufwand bei CCS relevante Faktoren

Technisches Verfahren der Abscheidung	**Anlagen-größe**	**Räumliche Lage der Quelle**	**Verkehrs-träger**	**Räumliche Lage der Senke**	**Technisches Verfahren der Einlagerung**
Transportmenge-CO_2, Abscheide-mittel, zus. Brennstoff	Menge und Effizienz	Transportentfer-nung u. Zugang zu Verkehrsträ-gern	Kapazität, Effizienz und Kosten	Transportentfer-nung und Zugang der Verkehrsträ-ger	Zugänglichkeit insbesondere bei Offshore-Einlagerung

Technisches Verfahren der Abscheidung

Zunächst werden die absolut und spezifisch zu transportierenden Mengen durch die Wahl des technischen Verfahrens der Abscheidung beeinflusst. Da die CO_2-Abscheidung Energie kostet, erhöht sich bei Kraftwerken deren Eigenverbrauch und es muss mehr Brennstoff eingesetzt werden, um die gleiche Strommenge ins Netz einzuspeisen. Bestimmte Abscheideverfahren erfordern zudem zusätzliche Einsatzstoffe (z.B. Amine) die ebenfalls zu transportieren sind. Tab. 8-2 verdeutlicht für verschiedene Kraftwerkstypen und -größen, welche Mengen an CO_2 und zusätzlichem Brennstoff transportiert werden müssen. Hinzu kommen im Falle der MEA-Wäsche Amine, die im Betrieb teilweise verloren gehen und ersetzt werden müssen. Allerdings erfordert letzteres bei einem 500 MW-Kraftwerk lediglich eine Jahresmenge von geschätzten 2.000 bis 2.500 t, was gemessen an dem zusätzlichen Brennstoffbedarf und dem einzulagernden CO_2 relativ unbedeutend ist.

Tab. 8-2 Durch CCS zusätzlich induziertes jährliches Transportaufkommen bei der Strom- bzw. Wasserstoffproduktion (Abscheidegrad: 88 % bzw. 99,5 % bei Oxyfuel und 71 % bei Erdgasreformierung)

Kraftwerks-Typ	Netto-Leistung [MW_{el}]	Wirkungsgrade [%]		Volllast-Stunden [h/a]	Zusatz-Brennstoff [kt_{Kohle}/a] [m^3_{Erdgas}/a]	Einzulagerndes CO_2 [kt/a]
		ohne CCS	mit CCS			
Braunkohle DT	700	46	34	7.000	**1.574**	**5.114**
Steinkohle DT	700	49	40	7.000	**276**	**3.570**
DT (Oxyfuel)	700	49	38	7.000	**343**	**4.249**
IGCC	700	50	42	7.000	**229**	**3.400**
Erdgas GuD	700	60	51	7.000	**143.044.811**	**1.705**
H_2: Steinkohle-Vergasung	560	59	55	8.000	**68**	**2.374**
H_2: Erdgas-Reformierung	350	74	69	8.000	**24.590.628**	**580**

Quelle: WI-Berechnungen (Herleitung s. Tab. A 4 und A 5 im Anhang)

Anlagengröße und Effizienz

Überdies werden die Einsatzmengen von der Anlagengröße determiniert. Hierbei spielt auch die eventuell von der Größe abhängige Effizienz der jeweiligen Anlagen eine Rolle. Damit liegen die zu transportierenden Mengen von Einsatzstoffen und CO_2 fest. Zudem wird mit der Anlagengröße und deren Lage gleichzeitig über die erforderlichen Stromtransporte oder Transporte sonstiger Produkte entschieden. Die Mengen an Einsatzstoffen und CO_2 sind für die Wahl des Verkehrsträgers soweit relevant, als dieser grundsätzlich und im unmittelbaren Umfeld der Anlage über entsprechende Kapazitäten verfügen muss. Anderenfalls müssen die erforderlichen Kapazitäten neu geschaffen werden.

Wie Tab. 8-2 zeigt, ist durch CCS bereits für einzelne Kraftwerke mit erheblichen Transporten zu rechnen. Die jährlichen Transportmengen für diese Kraftwerke relativieren sich zwar, wenn man sie mit dem gesamten binnenländischen Gütertransportaufkommen in Deutschland vergleicht, das ohne den Nahverkehr der deutschen LKW in 2003 3.612 Mio. t betrug (BMVBW 2004, S. 237). Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass lediglich einzelne Kraftwerke betrachtet werden. Auf der Ebene der Gütergruppen wird die Bedeutung der durch CCS möglicherweise induzierten Gütertransporte noch deutlicher.

In Kraftwerken verfeuerte Kohle wird aus Kostengründen überwiegend per Binnenschiff oder Eisenbahn angeliefert. In 2003 betrug das gemeinsame Gütertransportaufkommen dieser Verkehrsträger für die Gütergruppe Kohle 87,4 Mio. t. (BMVBW 2004, S. 244, 246). Allein der auf CCS entfallende Mehrverbrauch einzelner Kraftwerke der betrachteten Typen und Größen von rd. 245 kt bis zu 1,4 Mio. t ist also bereits nicht zu vernachlässigen. Noch bedeutender sind die Mengen an zu beförderndem CO_2 mit rd. 800 kt bis 5,6 Mio. t. Es ist daher davon auszugehen, dass im Falle einer weitgehenden Abscheidung und Einlagerung von CO_2 allein im Kraftwerksbereich für die erforderlichen Transporte erhebliche Kapazitäten bereit gestellt werden müssen und vornehmlich besonders massenleistungsfähige Verkehrsträger für den Einsatz vorzusehen sind.

Lage der Quellen und Senken

Neben den für CCS zu transportierenden zusätzlichen Mengen wird der gesamte Transportaufwand maßgeblich durch die Transportentfernung zwischen Quellen und Senken bestimmt. Die räumliche Lage der jeweiligen Quellen und Senken determiniert die zurückzulegende Transportentfernung. Zugleich liegen damit auch bestimmte Bedingungen des Einsatzes der verschiedenen Verkehrsträger fest. So kann etwa eine bestehende Anlage oder Senke weit von einem Wasserweg entfernt liegen, was die Nutzung der Binnenschifffahrt nur mit multimodalen Transporten ermöglicht. Umladen führt dabei zu zusätzlichen Kosten. Bei vielen der für CCS geeigneten Anlagen kann wegen der Versorgung mit Einsatzstoffen wie etwa Kohle vom Vorhandensein eines Bahnanschlusses oder Wasserweges ausgegangen werden. Bei neuen Anlagen können diese Faktoren in die Standortwahl und Planung einfließen. Bei den Senken ist die Standortwahl stark von deren natürlicher Lage abhängig. Im Falle von Bergwerken und Gasfeldern kann für den Transport des einzulagernden CO_2 teilweise auf vorhandene Infrastrukturen zurückgegriffen werden.

Verfügbarkeit der Verkehrsträger an den Standorten

Grundsätzlich ist der Einsatz von Rohrleitungen, Binnen- und Seeschiffen, Eisenbahnen und LKW für den Transport von CO_2 denkbar. Allerdings sind einzelne Verkehrsträger bei sehr großen Mengen mit Einschränkungen behaftet. So werden bei Transporten per LKW sehr schnell die Kapazitätsgrenzen des Straßennetzes erreicht und auch im Eisenbahnverkehr können sehr große Transportmengen zu einer zumindest lokalen Belastung des Netzes führen, die nur mittels Kapazitätsausbau vermieden werden kann. Bei vielen der in Frage kommenden Quellen wird bereits ein Bahnanschluss oder ein Zugang zu Wasserstraßen verfügbar sein. Entscheidend für den Einsatz des jeweiligen Verkehrsträgers ist dann nur noch, ob jeweils Kapazitätsreserven für die durch CCS induzierten Transporte verfügbar sind. Beim Transport mittels Rohrleitung wird dagegen fast immer ein Neubau erforderlich sein, was sich im Vergleich zu solchen Optionen, die auf vorhandenen Infrastrukturen aufbauen, ungünstig auf die Kosten auswirken kann.

Technisches Verfahren der Einlagerung

Die gewählten technischen Verfahren der Einlagerung sind für den Transport zunächst insoweit relevant, wie sie die maximal zuführbaren Mengen beeinflussen und Standort bestimmend sind. Bei der Offshore-Einlagerung ergeben sich darüber hinaus spezielle Anforderungen, da bei ihr die Zuführung des CO_2 nur mittels Pipeline sowie Seeschiff oder Küstenmotorschiff möglich ist. Während ein vollständiger Transport per Pipeline generell machbar ist, kann das Seeschiff oder Küstenmotorschiff in vielen Fällen nur ein Glied innerhalb einer Transportkette sein. Dies erfordert den Vorlauf per Pipeline, Binnenschiff oder Eisenbahn und das Umladen zwischen den beteiligten Verkehrsträgern.

8.3 Technische Bedingungen des Transportes und Massenleistungsfähigkeit

Technisch möglich ist der Transport von CO_2 mit sämtlichen zur Verfügung stehenden Verkehrsträgern. Allerdings ergeben sich im Einzelfall relevante Unterschiede, die mit dem Aggregatzustand des CO_2, dessen kontinuierlichem Anfall bei Quellen wie Kraftwerken und den erheblichen Mengen zusammenhängen.

Da Rohrleitungen in aller Regel für den Zweck des CO_2-Transportes neu gebaut werden müssen, können sie passend dimensioniert werden. Dabei sollte deren Kapazität so ausgelegt werden, dass auf eine Zwischenspeicherung weitgehend verzichtet werden kann.

Bei den anderen in Frage kommenden Verkehrsträgern Seeschifffahrt, Binnenschifffahrt, Eisenbahn und Straßengüterverkehr ist generell von einem Transport des CO_2 im Druckbehälter auszugehen. Analog zu LPG und LNG ist von einem Transport in verflüssigter Form auszugehen, da in gasförmigem Aggregatzustand die Transportkapazitäten zu gering wären. Dabei wird das CO_2 so temperiert und unter Druck abgefüllt, dass der maximale Betriebsdruck des jeweiligen Druckbehälters bis zum Ende des Transportes nicht überschritten wird. Zur Verhinderung der Aufheizung und sicherer Unterschreitung des maximalen Betriebsdruckes bis zum Fahrtziel werden zwecks Abschattung des Druckbehälters auf dem Dach von Kesselwagen aufgesetzte Sonnenschutzbleche sowie teilweise mit Polyurethan isolierte Druckkessel eingesetzt. Bei der deutlich langsameren Schifffahrt kommen zur Aufrechterhaltung der erforderlichen Temperatur aktive Kühlsysteme zum Einsatz.

Im Falle des Straßentransportes sind für die Belieferung mit CO_2 Zugmaschinen mit Sattelauflieger üblich, die bei einem zulässigen Gesamtgewicht von 40 t über eine Zuladung von 20 t verfügen. Das CO_2 wird darin bei einem Druck von 12-17 bar und einer Temperatur von -50 bis -70 Grad Celsius befördert (Air Liquide 2005).

Eine kontinuierliche Befüllung an der Quelle und Entladung am Ort der Senke ist umso schlechter zu gewährleisten, je kleiner die einzelnen Transportgefäße sind. Während Tankschiffe bei der Befüllung selbst als Pufferspeicher dienen können, so ist dies bei Kesselwagen der Eisenbahn und Druckkesseln auf Sattelaufliegern für den Transport auf der Straße aufgrund der geringen Aufnahmekapazität der einzelnen Transportbehälter nur mittels einer großen Zahl von Fahrzeugen möglich. Zugleich ist das Handling aufwändiger, da jeder dieser Behälter separat befüllt werden muss. Es gibt zwar so genannte „Block Trains“, d.h. Ganzzüge mit miteinander verbundenen Kesselwagen, die in einem Zug befüllt werden können (VTG 2005a), diese Technik ist aber nur für den Transport nicht unter Druck stehender flüssiger Transportgüter verfügbar, bei denen die Kesselwagen von oben befüllt werden. Für mit flüssigen Gasen befüllte Kesselwagen ist eine solche Lösung wegen der unten liegenden Einfüllstutzen und des hohen Druckes derzeit nicht gegeben. Zur Verkürzung der erforderlichen Zeit zur Befüllung mit verflüssigten Gasen sind Verladeanlagen üblich, mit denen simultan mehrere Kesselwagen befüllt oder entladen werden können (Transpetrol 2005).

Hinsichtlich der Zeit bezogenen Transportkapazität muss neben der Größe der einzelnen Transportbehälter und der Zahl der bei Ganzzügen zu einer Einheit zusammenstellbaren Kesselwagen auch die Geschwindigkeit berücksichtigt werden. Schiffe verfügen zwar als einzelne Fahrzeuge über eine beeindruckende Transportkapazität, sie verkehren jedoch mit Geschwindigkeiten, die deutlich unter denen von Zügen oder Lkw liegen, was die Kapazität pro Zeiteinheit mindert. Dies beeinflusst nicht die Zahl der für den Transport erforderlichen Fahrzeugbewegungen, sondern wirkt sich auf die Zahl der effektiv einzusetzenden Fahrzeuge aus.

Tab. 8-3 stellt die Transportkapazitäten der in Frage kommenden Verkehrsträger vergleichend dar.

Tab. 8-3 Transportkapazitäten verschiedener Verkehrsträger

	Ladekapazität [t]
Rohrleitung	nach Bedarf
Gastanker	10.000 - 135.000
Binnenschiff	400 - 6.000
Ganzzug CO_2	1.000 - 3.000
Ganzzug Kohle	800 - 1.400
Lkw (Sattelauflieger)	20

Quelle: WI-Zusammenstellung

Im Falle der **Rohrleitung** erfolgt die Dimensionierung ohnehin entsprechend dem Transportbedarf, weshalb Pipelines prinzipiell die jeweils erforderliche Kapazität anbieten. Dies ist jedoch für einzelne Leitungen einfacher zu gewährleisten als für ein Netz, bei dem Teile der Rohrleitungen simultan für verschiedene Transportrelationen und Transportmengen genutzt werden, die zudem auch noch im Zeitablauf Veränderungen unterworfen sein können. Im Falle der anderen Verkehrsträger ist der Vergleich der Kapazitäten deshalb wichtig, weil je nach der Menge des zu transportierenden CO_2 u.U. eine Vielzahl von Fahrzeugbewegungen notwendig wird. Diese belasten nicht nur die jeweiligen Verkehrsnetze (Wasserstraßen, Schienennetz, Straßen), sondern auch die Anwohner der in Frage kommenden Anlagen und Strecken erheblich. Damit können Durchführbarkeit und Akzeptanz beeinträchtigt werden.

Bei Schiffen kommen sowohl Binnenschiffe als auch im Falle des Transportes zu maritimen Aquiferen Seeschiffe in Betracht. **Seeschiffe** können erhebliche Kapazitäten anbieten, sind dann aber wegen ihrer Abmessungen auf den Binnenwasserstraßen nur eingeschränkt oder gar nicht einsetzbar. Idealerweise werden Seeschiffe daher bei maritimer Ablagerung von CO_2 aus solchen Quellen eingesetzt, die ihren Standort an entsprechend dimensionierten Wasserwegen haben, eine Kombination, die die Potenziale stark einschränkt. Eine andere Möglichkeit zum Einsatz von Seeschiffen bei der maritimen Einlagerung besteht im Bau von Rohrleitungen zu Häfen, die von entsprechend dimensionierten Seeschiffen frequentiert werden können, oder in anderen Formen des kombinierten Verkehrs.

Für den Transport über **Binnenwasserstraßen** stehen Motortankschiffe mit einer Länge von 50 - 135 m, einer Breite von 6,6 - 17,0 m, einem Tiefgang von 2,2 - 4,0 m sowie einer Tragfähigkeit von 400 - 6.000 t zur Verfügung. Die Auswahl muss sich neben den Transportmengen vor allem an den auf der jeweiligen Strecke im Wasserstraßennetz engsten Stelle orientieren. Dies gilt bei Binnenschiffen insbesondere für die Schiffsbreite und den Tiefgang. Die maximale Brückendurchfahrthöhe ist bei Binnenschiffen unbedeutend. Bei Küstenmotorschiffen spielt dagegen wegen der höher aus dem Wasser aufragenden Rumpfformen auch die Brückendurchfahrtshöhe eine Rolle.

Für den Flüssiggas-Transport auf hoher See sind Gastanker üblich. Hierbei gibt es offenbar sehr unterschiedliche Designs und Spezifikationen. So kann zwischen Designs mit höherem

Druck und begrenzt niedriger Temperatur und solchen mit geringem Überdruck und sehr niedrigen Temperaturen unterschieden werden (Hybridvarianten).

Ein Beispiel für das erstgenannte Design ähnelt den derzeit für den Transport von Flüssiggas gebräuchlichen Tankschiffen mit einer Temperatur von -55 Grad Celsius und einem Druck von 6 bar. Bei den letztgenannten Designs wird das verflüssigte Erdgas bei geringem Überdruck (max. 230 mbar) und einer Temperatur von -164°C bis -161°C transportiert.

Hinsichtlich der Transportkapazität stellt etwa das Flüssiggas-Tankschiff Typ II der Klasse „Det Norske Veritas“ bei einer Länge von 145,70 m und einem Tiefgang von 9,70 m eine Ladekapazität von 12.500 m^3 bereit (Thyssen-Nordseewerke 2005). Die von diesem Anbieter angebotenen Schiffsgrößen liegen bei einem Fassungsvermögen von rd. 10.000 bis 55.000 m^3, was bei entsprechenden Temperaturen und Drücken annähernd der Tonnage entspricht. Darüber hinaus gibt es für den LNG-Transport (LNG = Liquefied Natural Gas) bereits deutlich größere Einheiten. Neben aktuellen LNG-Tankern mit 125.000 - 135.000 m^3 Gesamtvolumen sind Schiffe mit bis zu 250.000 m^3 Kapazität in Planung. Deren Einsatz erfordert allerdings entsprechend dimensionierte Häfen und einen Vorlauf mit anderen Verkehrsträgern, sofern die CO_2-Quellen nicht unmittelbar in Hafennähe ihren Standort haben.

8.4 Netzbildungsfähigkeit der Verkehrsträger

Ein weiterer entscheidender Faktor für den Einsatz der verschiedenen Verkehrsträger ist die so genannte Netzbildungsfähigkeit. Diese steht für die unterschiedliche Dichte der jeweiligen Verkehrswege, die deren Netz mehr oder weniger engmaschig macht und damit die Möglichkeit eines ungebrochenen Transportes mit diesem Verkehrsträger sowie die Länge der tatsächlich zurückzulegenden Strecke beeinflusst. Abgeschwächt wird die Bedeutung der Netzbildungsfähigkeit, wenn es sich um besonders kostensensitive Transporte handelt, da die Transporterfordernisse und -kosten dann bereits bei der Standortwahl prioritär berücksichtigt werden. Wichtig ist dies bereits für viele der für CCS in Frage kommenden Anlagen und insbesondere für Kraftwerke, die mit festen Brennstoffen befeuert werden. Dies gilt jedoch in besonderer Weise für CO_2, da dieses in den allermeisten Fällen keinen wirtschaftlichen Wert hat, sondern dessen Entsorgung bereits mit Kosten belastet ist. Beeinflussbar sind vor allem die neuen Standorte von CO_2-Quellen, während bei den Senken nur eine Auswahl aus grundsätzlich geeigneten Standorten in Betracht kommt, die durch den jeweiligen Verkehrsträger mehr oder weniger gut erschlossen sind.

Die höchste Netzbildungsfähigkeit weist in Deutschland die Straße auf. Die Wahrscheinlichkeit ist sehr hoch, dass die Standorte der Quellen und Senken bereits an das Straßennetz angeschlossen sind oder eine Erschließung mit begrenztem Aufwand geschaffen werden kann. Allerdings bedeuten die Transporte großer Mengen von CO_2 eine erhebliche Belastung der betroffenen Strecken des Straßennetzes, die neben der Vielzahl an Fahrzeugen auch in Straßenschäden und Belastungen des Umfeldes durch Lärm und Emissionen ihren Niederschlag findet. Unabhängig hiervon ist allerdings bereits wegen der relativ hohen Kosten ein Straßentransport großer Mengen von CO_2 nicht anzunehmen.

Das Schienennetz in Deutschland (siehe Abb. 8-3) ist zwar deutlich weniger dicht als das Straßennetz, jedoch kann davon ausgegangen werden, dass viele CO_2-Quellen, wie etwa Kraftwerke, bereits über einen Gleisanschluss verfügen. Primär bedeutsam ist daher für den Transport von CO_2 auf der Schiene, ob die in Frage kommenden Senken über einen Gleis-

anschluss verfügen oder ob dieser mit überschaubarem Aufwand geschaffen werden kann. Hinsichtlich der Kapazität ist anzumerken, dass der Verkehr auf den Hauptstrecken des Schienennetzes teilweise sehr dicht ist, was jedoch insofern weniger bedeutend ist, als dass der Güterverkehr üblicherweise während der Nacht abgewickelt wird, womit Strecken und Zeiten mit Kapazitätsengpässen vermieden werden können. Je nach Lage der Strecke können durch den nächtlichen Verkehr allerdings Lärmprobleme verstärkt werden (z. B. alte Rheinstrecke), was die Akzeptanz solcher Verkehre beeinträchtigen kann.

Abb. 8-3 Eisenbahnnetz in Deutschland

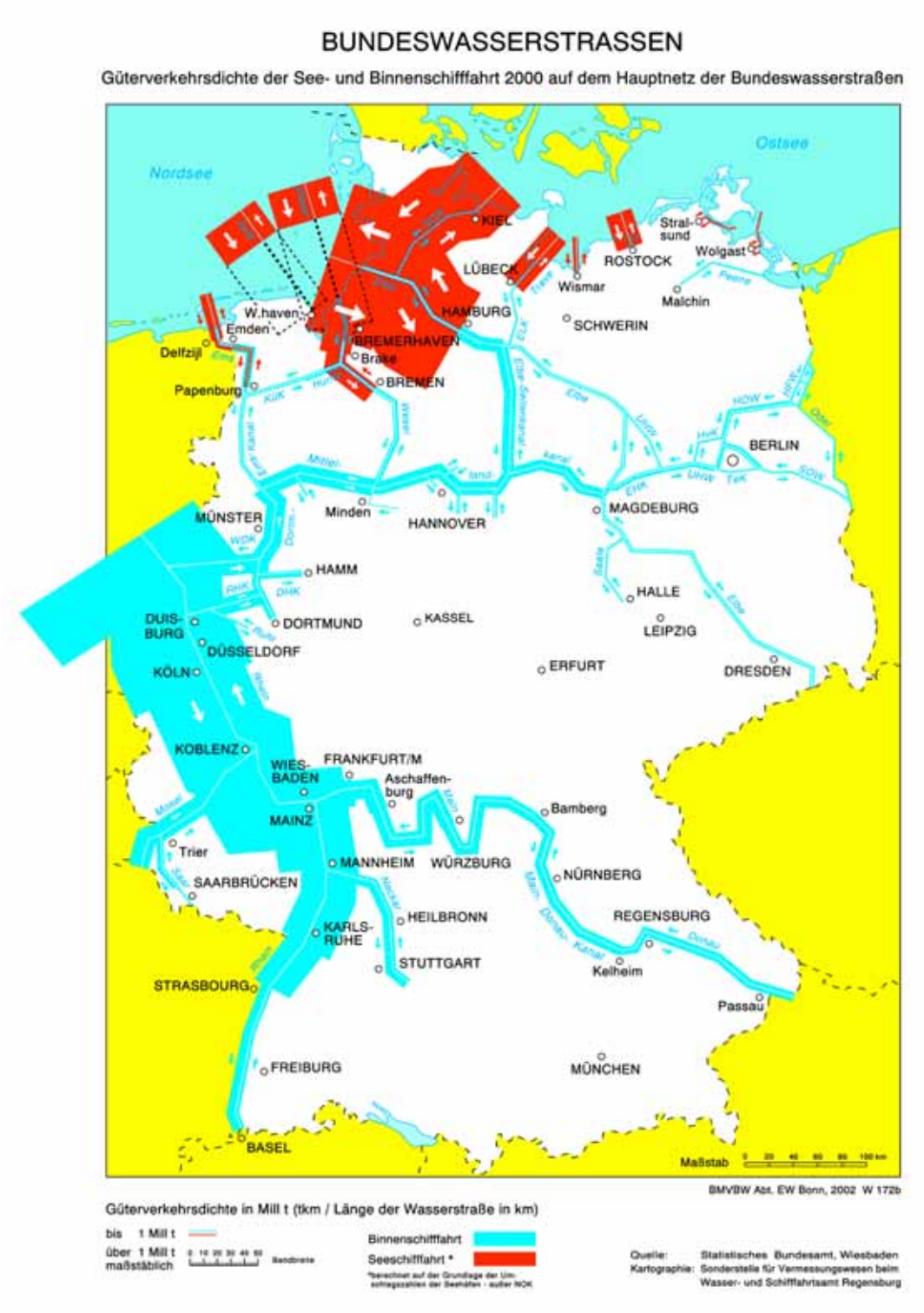
Quelle: Ausschnitt aus Chomenko (2005)

Abb. 8-4 Binnenwasserstraßen des Bundes

Quelle: Bundesministerium für Verkehr, Bau und Wohnungswesen

Wie Abb. 8-4 zeigt, ist das Netz der nennenswert schiffbaren Wasserstraßen in Deutschland nur von begrenzter Dichte. Während einige existierende CO_2-Quellen wegen der Belieferung mit Einsatzstoffen nahe bei oder unmittelbar an Wasserstraßen ihren Standort haben, trifft dies für die Senken nur eingeschränkt zu. Zudem ist das Netz hinsichtlich der Schiffbarkeit nicht homogen. Vielmehr bestehen je nach Schiffstyp und -größe unterschiedliche Einsatzmöglichkeiten. Im weiter verzweigten Fluss- und Kanalnetz sind teilweise nur kleinere Binnenschiffstypen einsetzbar.

Abb. 8-5 Verkehr auf den Binnenwasserstraßen des Bundes



Quelle: Bundesministerium für Verkehr, Bau und Wohnungswesen

Wie Abb. 8-5 verdeutlicht, weist die Verkehrsdichte auf den deutschen Binnenwasserstraßen große Unterschiede auf. Dies liegt zum einen an den stark streuenden nautischen Bedingungen bezüglich Fahrwasserbreite und –tiefe. Zudem ist die überragende Bedeutung der Rheinschifffahrt auch durch die niederländischen Häfen Amsterdam, Rotterdam und Antwerpen bedingt, für die der Rhein als Verbindung zum Hinterland fungiert. Auch die mengenmä-

ßig bedeutsamen Verkehre von Nord- und Ostsee nach Bremerhaven und Hamburg bzw. Kiel, Lübeck und Rostock gehen jeweils auf die Funktion als Seehafen zurück. Insgesamt kann davon ausgegangen werden, dass die deutschen Binnenwasserstraßen über erhebliche freie Kapazitäten für den Transport von CO_2 verfügen (Petersen, Pastowski, Lelowski 1993). Da der Transport mit Schiffen zudem sehr kostengünstig abgewickelt werden kann, spricht vieles für diese Transportart, sofern die Lage von Quellen und Senken die Zugänglichkeit gewährleistet. Auch hinsichtlich der lokalen Umweltbelastungen ergeben sich Vorteile, da Wasserwege meist nicht in unmittelbarer Nähe von dichter besiedelten Gebieten liegen und Lärm, abgesehen von großen Schubverbänden auf dem Rhein, unbedeutend bleibt. Bei den Emissionen von Luftschadstoffen müsste primär auf technischem Wege analog zu Straßenfahrzeugen versucht werden, die Belastungen zu begrenzen.

Abb. 8-3 verdeutlicht die gegenüber den Wasserstraßen größere Netzdichte der Eisenbahninfrastruktur, die größere Chancen für einen ungebrochenen Verkehr von der Quelle zur Senke eröffnet. Zudem kann davon ausgegangen werden, dass die existierenden Quellen fast alle und auch einige der Senken bereits über einen Gleisanschluss verfügen.

Insgesamt lässt sich also feststellen, dass die besonders massenleistungsfähigen Verkehrsträger Rohrleitung und Schifffahrt Nachteile bei der Netzbildungsfähigkeit aufweisen und Quellen und Senken nicht optimal oder - im Falle der Rohrleitungen - bislang gar nicht erschließen. Dies kann im Einzelfall erhöhte Investitionen für die Erschließung oder einen kombinierten Verkehr mit mehreren Verkehrsträgern zu entsprechend höheren Kosten erforderlich machen. Bei den für den CO_2-Transport geeigneten Rohrleitungen ist derzeit von allen Verkehrsträgern die geringste Netzbildungsfähigkeit festzustellen. Während der Transport größerer Mengen CO_2 per LKW wegen der nicht gegebenen Massenleistungsfähigkeit und aus Kosten- und Umweltschutzgründen Probleme aufwirft, müsste also ein Rohrleitungsnetz für den großmaßstäblichen Transport von CO_2 zwischen diversen Quellen und Senken erst in einer koordinierten Anstrengung geschaffen werden. Dies erfordert Zeit und entsprechende Investitionen.

8.5 Transport-Fallbeispiel für ein 700 MW-Steinkohlekraftwerk

Um die Größenordnungen der von CCS induzierten Gütertransporte einschätzen zu können, ist es zunächst sinnvoll, eine Abschätzung der erforderlichen Transporte für ein Beispielkraftwerk vorzunehmen. Auf diese Weise können bereits wenig aussichtsreiche Varianten der Transportdurchführung identifiziert werden.

Das folgende Beispiel in Tab. 8-4 schätzt für ein 700 MW_{el} IGCC-Steinkohlekraftwerk (7.000 Volllaststunden) die durch CCS bedingten Fahrzeugbewegungen für den Transport von CO_2 und für den zusätzlichen Transport von Kohle ab. Die angenommenen jährlichen Transportmengen liegen bei rd. 3,4 Mio. t CO_2 und rd. 230.000 t zusätzlicher Steinkohle (vgl. Tab. 8-2). Für die verschiedenen Verkehrsträger werden - soweit sinnvoll - Bandbreiten höheren und niedrigeren Ladekapazitäten angegeben.

Tab. 8-4 Abschätzung der für CCS erforderlichen jährlichen beladenen Fahrzeugbewegungen bei einem 800 MW IGCC-Steinkohlekraftwerk

Transport-Medium	Ladekapazität [t]	Anzahl zusätzlicher Transporte pro Jahr	
		CO_2	Kohle
Gastanker	10.000	340	-
	135.000	25	-
Binnenschiff	400	8.500	-
	6.000	570	-
Ganzzug CO_2	1.000	3.400	-
	3.000	1.130	-
Ganzzug Kohle	800	-	289
	1.400	-	164
LKW (Sattelauflieger)	20	170.000	-

Quelle: Eigene Abschätzungen

Natürlich müssen hierbei noch die erforderlichen Leerfahrten berücksichtigt werden, da für diese nur in Ausnahmefällen entsprechende Ladungen zur Verfügung stehen, weshalb letztlich von annähernd der doppelten Zahl an Fahrzeugbewegungen auszugehen ist. Zugleich impliziert die Zahl der Fahrzeugbewegungen keine Aussage über die dabei zurückgelegten Transportstrecken, die von den Bedingungen im Einzelfall abhängig sind. Desgleichen gilt für die für den Transport einzusetzende Zahl an Fahrzeugen, die vom genauen Fahrzeugtyp, von der Entfernung, der Geschwindigkeit und weiteren Faktoren abhängig ist.

Bereits an dieser Stelle wird erkennbar, dass der Transport per LKW neben den hohen Kosten auch wegen der immensen Zahl der Fahrzeugbewegungen keine brauchbare Variante ist. Dies liegt insbesondere daran, dass im Umfeld der Quellen und Senken sowie entlang der Strecken mit erheblichen Verkehrsbelastungen gerechnet werden muss. Kalendertäglich wäre an den Quellen und Senken mit einem Aufkommen von rd. 930 an- und abfahrenden Schwerlast-LKW zu rechnen.

Auch der Transport mit kleinen Binnenschiffen mit 400 t Ladekapazität würde zu erheblichen Belastungen führen. So wären kalendertäglich rd. 23 Binnenschiffe dieses Typs abzufertigen. Bei der weiteren Betrachtung und szenarioförmigen Analyse können daher solche Fälle ausgeklammert werden. Der Transport der zusätzlichen Kohle wird - im Vergleich zum CO_2-Transport - geringere Auswirkungen haben, weil die Mengen überschaubarer bleiben und die Anlieferung ohnehin bereits per Schiff oder Ganzzug erfolgt. Dennoch nimmt auch dieses zusätzliche Transportvolumen (pro 700 MW_{el}-Kraftwerk ein zusätzlicher mit Kohle beladener Ganzzug alle ein bis zwei Tage) eine nicht zu vernachlässigende Größenordnung ein.

Die eventuell erforderlichen Transporte von Aminen für die MEA-Wäsche sind gegenüber diesen Transportvolumina weitgehend unbedeutend.

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 ökologische Kriterien
  - Umweltauswirkungen, ökologische Restriktionen und Folgen sowie Risiken (direkt und indirekt)
- Ökonomische Kriterien
  - Kosten
- Sonstige energiewirtschaftliche Kriterien
  - Einsatzzeitfenster (mögliche Einsatzzeitpunkte) und Marktreife bzw. noch erforderliche F+E-Aufwändungen
  - Kompatibilität mit dem Kraftwerksersatzbedarf
  - Akzeptanz
  - (technologische) Impulse für den weltweiten Klimaschutz
  - Industriepolitische Chancen
  - Übertragbarkeit auf Entwicklungsländer (im deutschen Rahmen nicht relevant)
  - 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 im Anhang.

Wie die bisherigen Analysen zeigen, steht CCS großtechnisch vermutlich erst ab dem Jahr 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. Im Rahmen der Arbeiten für die Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ sind im konkurrierenden Gutachterverfahren je drei unterschiedliche Pfade für das Erreichen engagierter Klimaschutzziele bis zum Jahr 2050 entwickelt und diskutiert worden. Dabei zeigt sich für den Bereich der Stromversorgung, dass das Erreichen der Zielsetzung mittel- bis langfristig von der Realisierbarkeit drei zentraler Optionen abhängt. Während kurzfristig vor allem mit der rationelleren Energieanwendung und –umwandlung (inkl. Verbesserung des Kraftwerksprozess) unter Einbeziehung der Stromeinsparung sowie dem weiteren Ausbau der Nutzung heimischer regenerativer Primärenergieressourcen wesentliche Beiträge erreicht werden können. Als langfristige Option wurden unterschieden

- Der großtechnischen Umsetzung der CO_2-Abtrennung und Speicherung[26],
- Der Implementierung eines REG-Verbundsystems zwischen Westeuropa und dem nördlichen Afrika und
- einer Renaissance der Kernenergie.

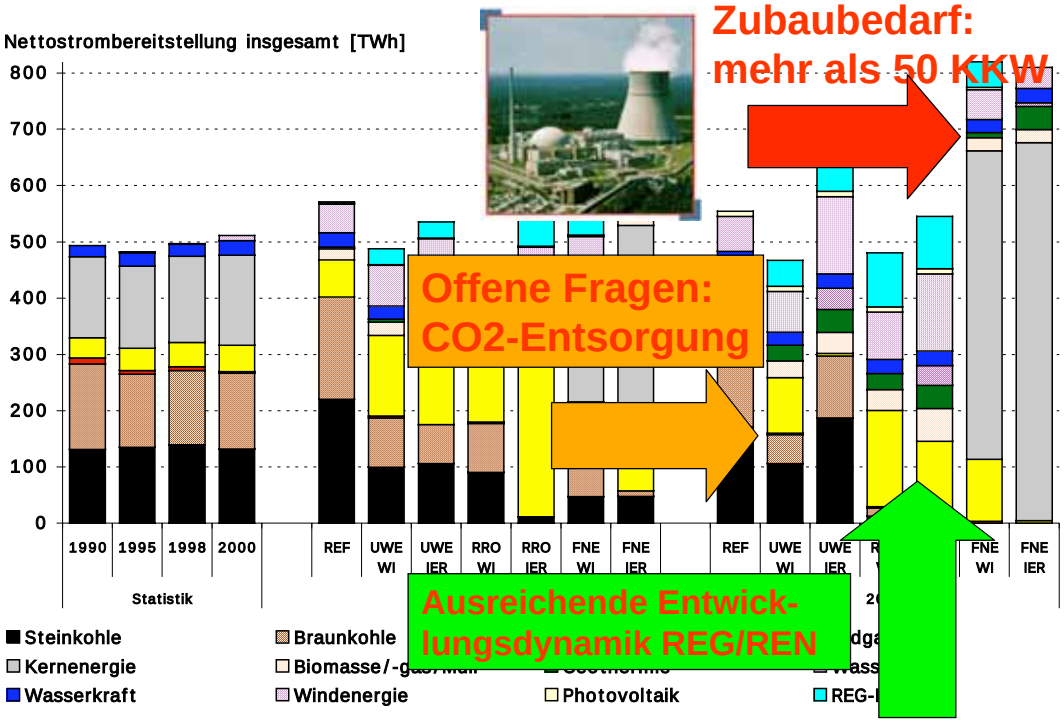


Abb. 9-1 Unterschiedliche Entwicklungspfade der Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung" für die Stromerzeugung (Enquête 2002) – Index WI: Szenarien des Wuppertal Instituts, Index IER: Szenarien des Instituts für Energiewirtschaft der Universität Stuttgart

In allen Feldern sind aus heutiger Sicht noch offene Fragen erkennbar (vgl. Abb. 9-1), die einer möglichst zügigen Klärung bedürfen. Auch wenn sich die drei genannten Strategien zum Teil miteinander kombinieren lassen, scheint doch eine baldige Grundsatzentscheidung unvermeidlich, in welche Richtung der Umbau des Energiesystems hauptsächlich erfolgen und damit der spätestens im nächsten Jahrzehnt anstehende Kraftwerksersatzbedarf gesteuert werden soll. Insbesondere betrifft dies – geht man auch weiterhin von der derzeitigen Beschlusslage für die Kernenergie aus, was angesichts der nicht geänderten Akzeptanz gerechtfertigt erscheint - die scheinbare Konkurrenzsituation zwischen der CO_2-Abtrennung und Speicherung und dem großtechnischen Import von Strom aus regenerativen Energien aus dem Ausland.

Vor diesem Hintergrund sind für beide Bereiche vor allem folgende Aspekte von Bedeutung

- Bis wann sind großtechnische Lösungen verfügbar?

[26] Für die CO_2-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 CO_2 im Jahr 2050 eine Größenordnung von 2.020 bis 4.500 Mio. t, was im letztgenannten Fall schon deutlich an die pessimistisch geschätzte Grenze der nationalen Speicherpotenziale heranreicht (vgl. Enquête 2002).

- Wie passt das Technologieangebot (Entwicklungshorizont) auf der Zeitachse zusammen mit dem Kraftwerksausbaubedarf?

- 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 durchgeführt.

Abb. 9-2 gibt einen zusammenfassenden Überblick über die mögliche zeitliche Verfügbarkeit verschiedener Technologien, die einen signifikanten Beitrag zum Klimaschutz leisten können. Die diesbezügliche Darstellung zeigt, dass einige der heute in der Diskussion befindlichen CCS Technologien nicht vor dem Jahr 2020 großtechnisch einsatzbreit sein dürften und damit anderen Entwicklungslinien zum Teil nachhängen.

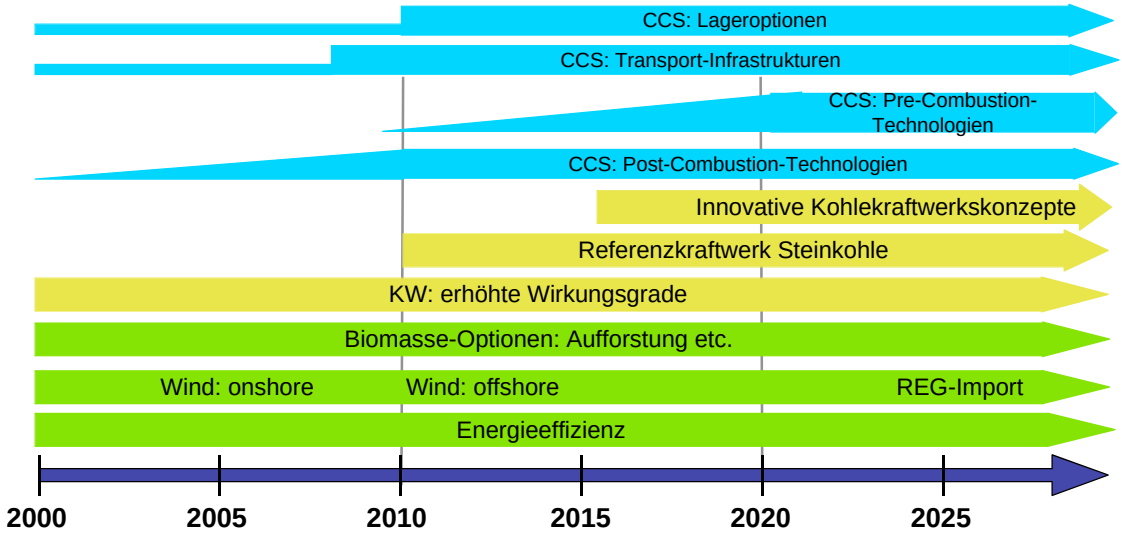


Abb. 9-2 Klimaschutzoptionen und deren zeitliche Verfügbarkeit

Mit Blick auf die erneuerbaren Energien, die im Rahmen dieser vergleichenden Untersuchung hier im Fokus stehen sollen, zeigt die Abbildung noch einmal deutlich, dass auf zeitlicher Ebene 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 vor diesem Hintergrund vor allem auf einen Vergleich zwischen diesen Technologien.

10 Ökobilanzen (LCA-Analyse) 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 „CO_2-freien“ Strom bzw. Wasserstoff) wird das Verfahren der Ökobilanzierung (Life Cycle Assessment, LCA) nach ISO 14.040ff 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 CO_2, Methan und N_2O 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 CO_2-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 CO_2-Abscheidung und -Speicherung untereinander verglichen, um die Vor- und Nachteile der jeweiligen Technologien herauszuarbeiten.
- Schließlich werden die Pfade der Strom- und Wasserstofferzeugung aus Erneuerbaren Energien gegenübergestellt, um die Unterschiede zwischen Klimaschutz durch fossile und erneuerbare Energien herausarbeiten zu können.

Die Ökobilanzierung erfolgt in mehreren Schritten:

- In einem ersten Schritt wird ausgewertet, welche Ökobilanzen es von Teilen der betrachteten Pfade bereits gibt.
- Danach wird die konkrete zu bilanzierende Anlage inklusive der Herkunft der Daten beschrieben.

- Die Ökobilanz wird in Anlehnung an die ISO-Normen 14.040ff 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; sie sind die Grundlage für die Sach- und Wirkungsbilanz. Die Wirkungsbilanz wird mit Hilfe des UBA-Verfahrens 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.

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 (wie der Transport des CO_2) betrachtet werden. Die entsprechenden Input- und Outputströme bilden dann die Grundlage für die Aufstellung von Ökobilanzen. Abb. 10-1 zeigt das im folgenden verwendete Grundmodell zur Bilanzierung von Techniken der CO_2-Abscheidung und -Speicherung bei der Stromerzeugung am Beispiel eines Steinkohlekraftwerks.

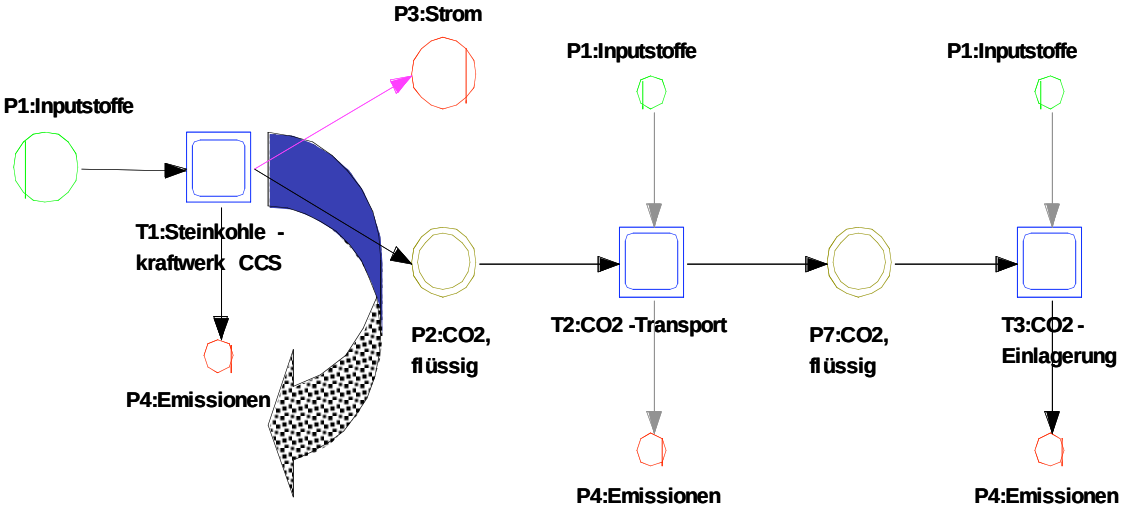


Abb. 10-1 Modell eines „CO_2-freien“ Steinkohlekraftwerks in der Notation von Umberto®

Stoffstromnetze bestehen aus drei Elementen: Transitionen, Stellen und Flüsse. *Transitionen* (dargestellt als Quadrate) geben Material- und Energieprozesse wieder (z.B. *T1:Kohlekraftwerk* oder *T3:CO_2-Einlagerung* in Abb. 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 CO_2-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 CO_2 abgeschieden. Der Output wird in die Stellen *P3:Strom* und *P2:CO_2,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 CO_2-Abscheidung und -Verdichtung und verwendete Betriebsmittel dar. Die benötigten Inputs werden dabei Stelle *P10:Materialien* entnommen; die Emissionen werden in die Stelle *P4:Emissionen* geleitet.

Das flüssige CO_2 wird schließlich über die Transition *T2:CO_2-Transport* zur Endlagerstätte transportiert und dort mittels *T3:CO_2-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 sogenannten *Subnetzes*) fungieren. Auf diese Weise kann eine hierarchische Struktur von beliebig ineinander verschachtelten Netzen entstehen. Die folgende Abb. 10-2 zeigt beispielsweise die Verfeinerung der Transition *T1:Kohlekraftwerk*.

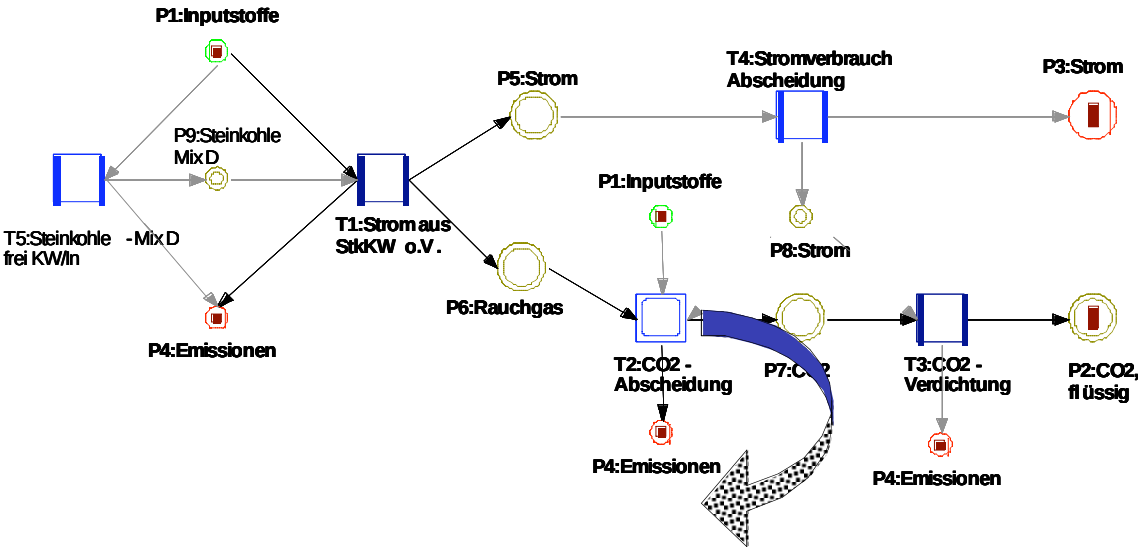


Abb. 10-2: Zweite Netzwerkebene mit Subnetz T1 (Modellierung des Kohlekraftwerks inkl. CO_2-Abscheidung)

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:CO_2-Abscheidung*. Nach der Transition *T3:CO_2-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 CO_2-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. Abb. 10-3 zeigt den Aufbau des Subnetzes anhand der MEA-Aminwäsche.

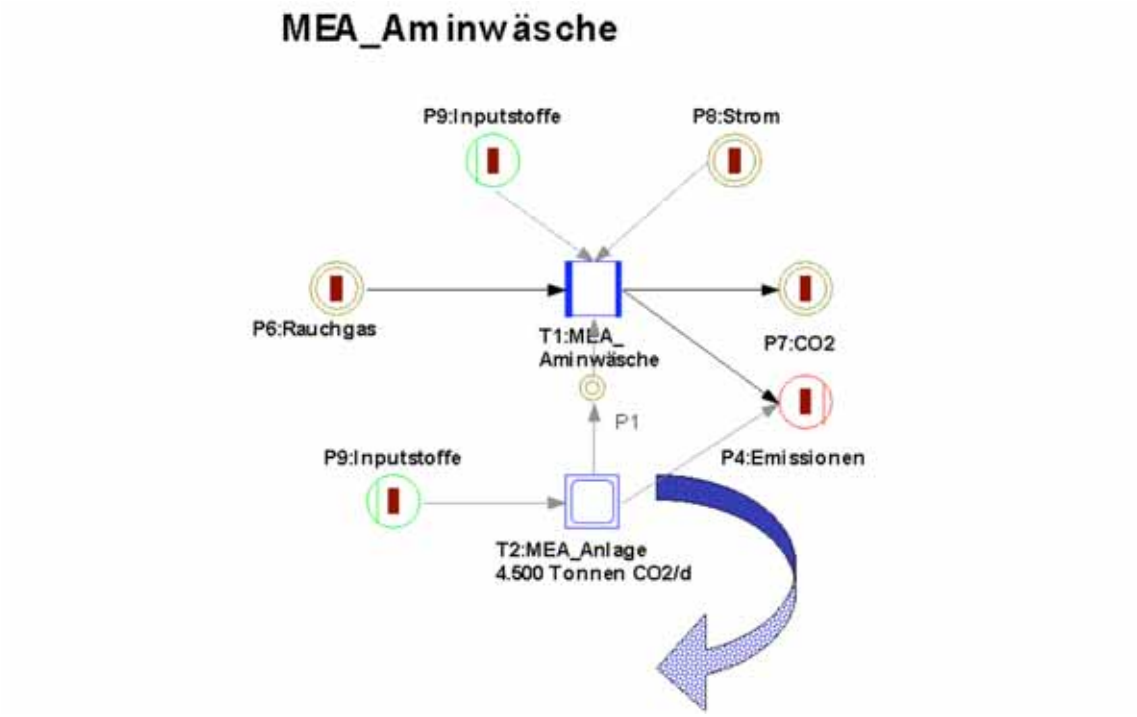


Abb. 10-3: Dritte Netzwerkebene mit Subnetz T2 (CO_2-Abscheidung)

Ebenso wie dieses Subnetz werden weitere Subnetze zur Modellierung des Transports und der Einlagerung des abgeschiedenen Kohlendioxids angelegt.

10.1.3 Rahmen und Annahmen zur Durchführung der Ökobilanz

10.1.3.1 Gegenstand der Modellierung

Für die *Stromerzeugung* werden die Umweltwirkungen folgender Pfade untersucht (siehe Tab. 10-1). Sie beinhalten auf der fossilen Seite die drei Abscheidetechniken post-combustion (beim Braun- und Steinkohle-Dampfkraftwerk sowie beim Erdgas-GuD), pre-combustion (beim Steinkohle-IGCC-Kraftwerk) und Sauerstoff-Verbrennung (beim 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.

Tab. 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			

Auf regenerativer Seite wird zum Vergleich die Stromerzeugung aus solarthermischen Anlagen (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. Nachfolgende Abb. 10-4 zeigt die mit diesen Konfigurationen verbundenen Bilanzierungsschritte.

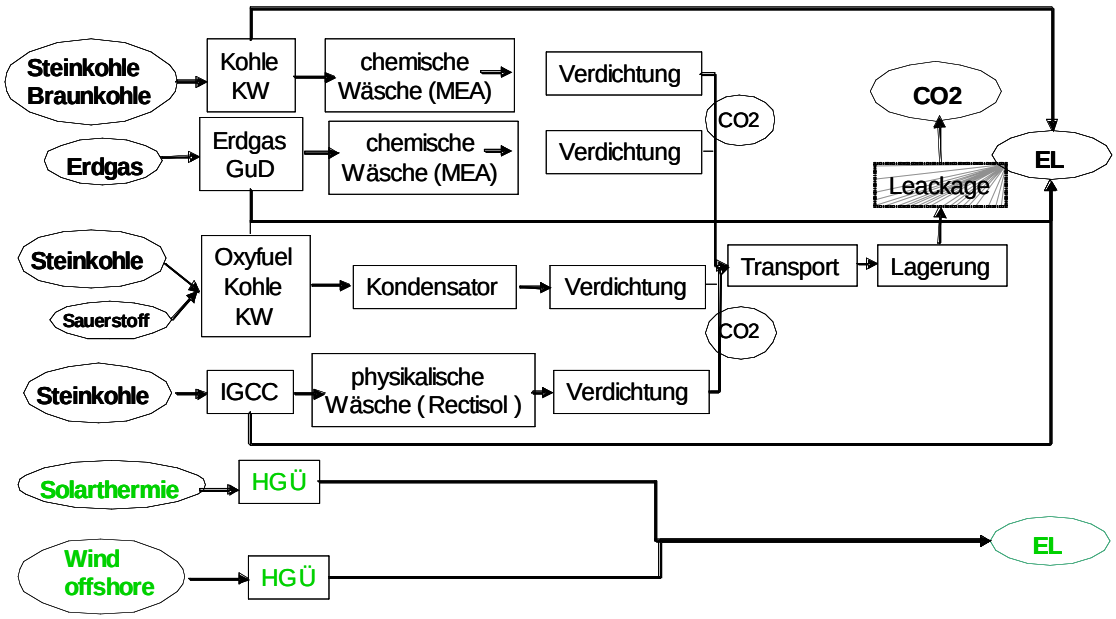


Abb. 10-4: Bilanzierungsschritte der Systemkonfigurationen zur Stromerzeugung

Für die *Wasserstofferzeugung* werden die Umweltwirkungen der in Tab. 10-2 gezeigten Pfade untersucht. Sie beinhalten auf der fossilen Seite die Dampfreformierung aus Erdgas sowie die Kohlevergasung, die derzeit weltweit mit 33 % bzw. 10 % zur großtechnischen Wasserstofferzeugung beitragen (von den restlichen Mengen entfallen 53 % auf die partielle Oxidation aus Erdöl und 4 % auf die Elektrolyse). Als Standort der Anlagen wird wiederum das Ruhrgebiet gewählt.

Die regenerative Wasserstofferzeugung wird über die Elektrolyse modelliert, die - wie bei der Stromerzeugung - mit Strom aus solarthermischen Anlagen 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.

Tab. 10-2: Ausgewählte Systemkonfigurationen zur Wasserstofferzeugung

Pfadname	Kraftwerk	Abscheidetechnik	Standort
CO_2-armer Wasserstoff mittels fossiler Brennstoffe einschließlich CO_2-Abscheidung und -Speicherung			
H2_CCS_1_NG	Dampfreformierung (Erdgas)	Chemische Wäsche (MEA)	Ruhrgebiet
H2_CCS_2_STK	Kohlevergasung	Physikalische Wäsche (Rectisol)	Ruhrgebiet
CO_2-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 Abb. 10-5 zeigt die mit diesen Konfigurationen verbundenen Bilanzierungs-schritte.

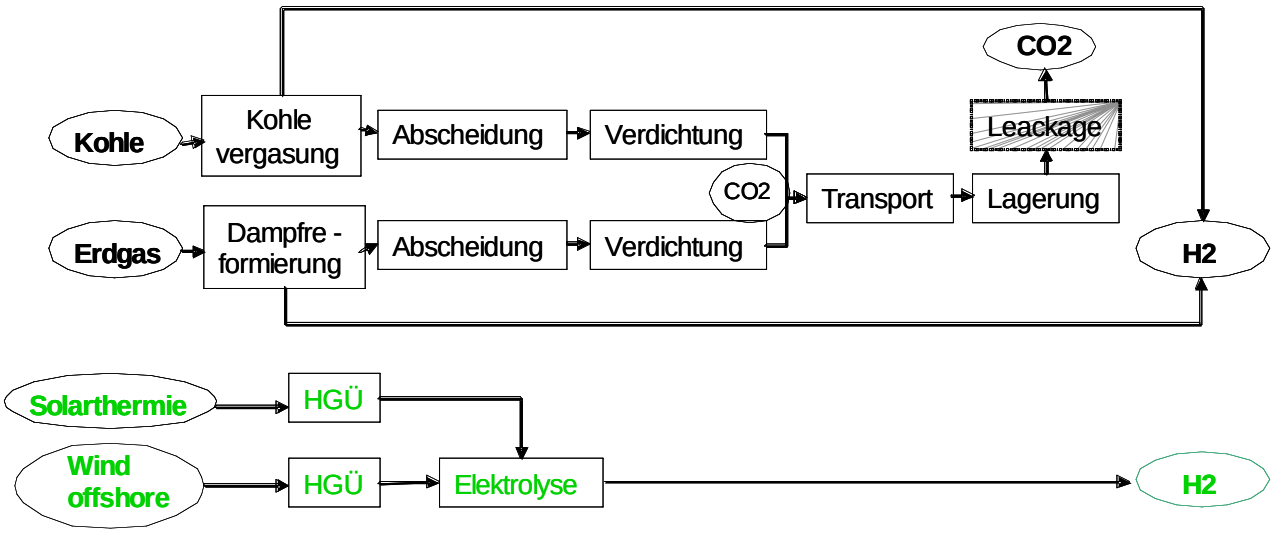


Abb. 10-5: Bilanzierungsschritte der Systemkonfigurationen zur Wasserstofferzeugung

10.1.3.2 Funktionelle Einheit

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

10.1.3.3 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 CO_2-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.

10.1.3.4 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-Dekarbonisierung 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 %), Aluminium 2010 (85 %) und Kupfer (80 %).

10.1.3.5 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 (Tab. 10-3) orientiert sich an den betrachteten Wirkungskategorien (Pehnt 2002).

Tab. 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_2O		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 NOx als NO2		0,216
	Sekundäraerosol NMVOC		0,012
	Sekundäraerosol NH3		0,159
Krebsrisikopotenzial	Arsen	kg As-Äquivalente	1
	Benzo(a)pyren		20,9
	Benzol		0,0019
	Cadmium		0,42
	Chrom VI		0,279
	Dioxine		10.500
	Nickel		0,056
	PCB		0,279

[a] Zeithorizont 100 Jahre

10.1.3.6 Normierung

Um die Verbesserung durch den Einsatz von Erneuerbaren Energien und der Nutzung von CO_2-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 (siehe Tab. 10-4). Die rechte Spalte gibt an, welche Ökobilanzen aus Literaturdaten oder eigener Modellierung komplett neu erstellt werden mussten. Die vorhandenen Ökobilanzen mussten auf die entsprechende Situation der CO_2-Abscheidung angepasst werden.

Tab. 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	Chapel und Mariz 1999 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	**---**		

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 CO_2) 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.

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 %, bei der Versauerung und der Eutrophierung unter 20 % und für Partikel und Staub unter 30 % bleiben.

10.2 Exkurs zur Rechenmethodik - abgeschiedene vs. vermiedene Mengen an CO_2

Die folgende Abb. 10-6 beschreibt am Beispiel des Steinkohle-Kraftwerks (angenommener Nutzungsgrad 49 %, Brutto-CO_2-Emissionen von 710 g/kWh$_{el}$), wie sich die *abgeschiedenen* und *vermiedenen* Mengen an CO_2 pro kWh zusammensetzen.

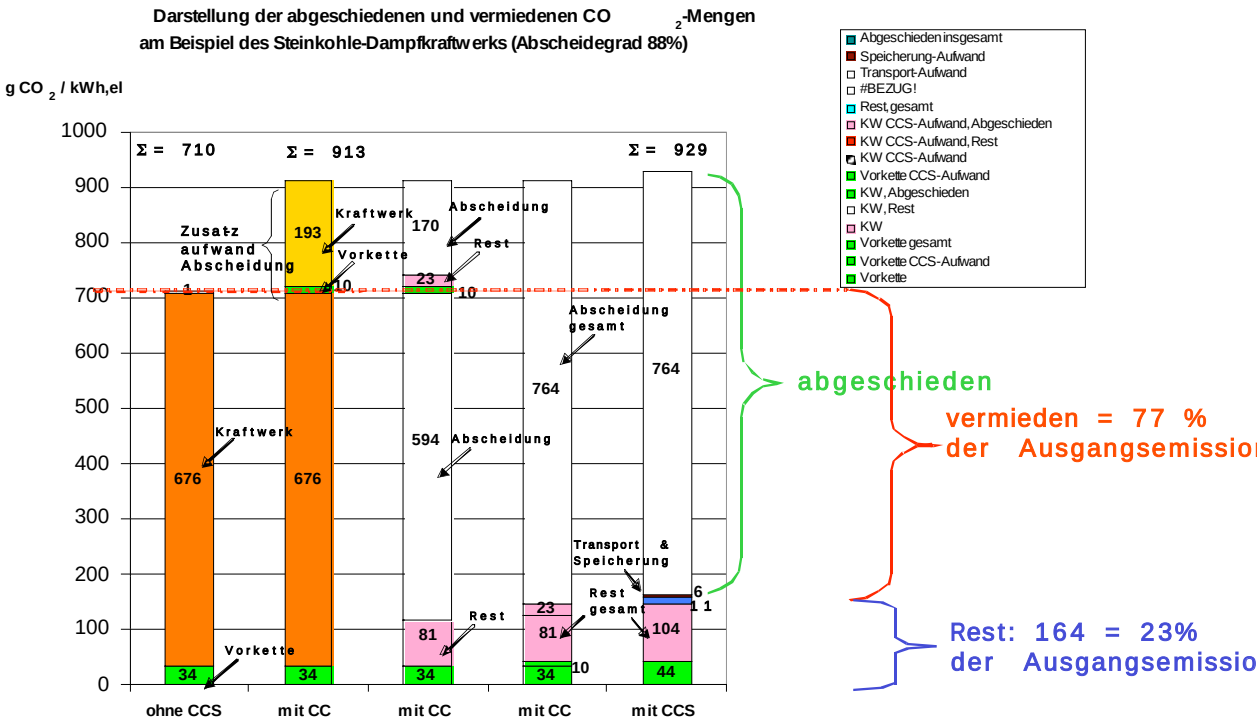


Abb. 10-6: Rechenmethodik hinsichtlich der abgeschiedenen und vermiedenen CO_2-Mengen am Beispiel des Steinkohle-Kraftwerks ohne und mit CCS (CC = nur „Carbon Capture“, noch kein Transport und Speicherung). Nutzungsgrad ohne CCS = 49 %, mit CCS = 40 %, Abscheiderate = 88 %

Balken 1 zeigt die Aufteilung der CO_2-Emissionen des Kraftwerkes ohne Abscheidung, aufgeteilt in Vorkette und Betrieb. Für die Abscheidung des CO_2 ist zunächst ein Zusatzaufwand an Strom - und damit an CO_2-Emissionen - notwendig. Die Emissionen des Zusatzaufwands werden ebenfalls nach Vorkette und Kraftwerk getrennt dargestellt (Balken 2). Sowohl von den betrieblichen CO_2-Emissionen, die dem Endprodukt (1 kWh Strom) zugeordnet sind, als auch von denjenigen, die aufgrund der Abscheidung entstehen, werden

88 % abgeschieden (Balken 3). In Balken 4 sind abgeschiedene und verbleibende Emissionen jeweils zusammengefügt. Nun kommen noch CO_2-Emissionen aus Transport und Speicherung hinzu (Balken 5). Die nicht abgeschiedenen Emissionen des Zusatzaufwandes sowie deren Vorketten-Emissionen werden 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* CO_2-Emissionen (mittelgroße Klammer) sind daher erheblich kleiner als das *abgeschiedene* CO_2 (große Klammer).

10.3 Anlagen und Verfahren zur konventionellen Stromerzeugung mit CCS

10.3.1 Referenzkraftwerke

Die folgende Tab. 10-5 zeigt die Grunddaten der verwendeten Referenzkraftwerke sowie ihrer Kombination mit CO_2-Rückhaltemaßnahmen. Sie sind abgestimmt mit den für die ökonomische Berechnung verwendeten Daten und beziehen sich auf 2020.

Tab. 10-5: Grunddaten der fossilen Referenzkraftwerke sowie ihrer Kombination mit CO_2-Rückhaltung

		Dampf-kraftwerk Braunkohle	***Dampf-kraftwerk Steinkohle***		***IGCC [a)] Steinkohle***	***Erdgas-GuD [c)]***
A) Ohne CO_2-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 CO_2-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

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

Tab. 10-6: Quellen der Ökobilanzmodule der fossilen Referenzkraftwerke

Kraftwerkstyp	**Leistung** [MW]	**Fkt. Einheit**	**Nutzungs-grad** [%]	**Quelle**	**Modulname**	**Zeitraum**
StK-Dampf	500	1 kWh_{el}	43,5	Umberto	KW SK D (Küste)	Anfang 90er Jahre
StK-IGCC	450	1 kWh_{el}	51,5	Briem et al. 2004	Neu imple-mentiert	2010
BrK-Dampf	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 ($CaCO_3$) bei einem stöchiometrischen Verhältnis von Kalkstein zu SO_2. Dadurch werden die SO_2-Emissionen um 90 %, die Staubemissionen um 90 % und die HCl- und die HF-Emissionen jeweils um 95 % 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 %. Der Elektrofilter reduziert die Staubemissionen weiter um insgesamt 99,5 %.
- **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 bekannten Anlagen keine Materialgerüs-

te 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. Zu Grunde 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 % nass, zu 15 % quasitrocken, zu 5 % trocken - zu 70 % mit Kalksteinmehl und 30 % mit Branntkalk - Ansatz nach ecoinvent abgeleitet). DENOX-Katalysatoren werden üblicherweise in Braunkohlekraftwerken nicht eingesetzt. Die NO_x-Freisetzung wird anhand primärer Maßnahmen auf 250 mg/m^3 gemindert.

10.3.2 Vorketten

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

Tab. 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

- **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 %, Polen (u. Osteuropa): 12,5 %, Südafrika: 10,2 %, Kolumbien/Kanada/USA: 7,8 %, Australien: 4,1 %, Niederlande (u. sonst. Westeuropa): 3,3 %.
- **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 %, Niederlande: 19 %, Norwegen: 33 %, GUS: 35 %. Die Treibhausgasemissionen des russi-

schen 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).

- **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 CO_2-Abscheideverfahren

Zur Abtrennung des Kohlendioxids werden folgende Verfahren verwendet:

10.3.3.1 CO_2-Abtrennung *nach* der Verbrennung

Die beiden 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 % angesetzt. Modelliert wird das Econamine-Verfahren der Firma FluorDaniel, Kanada, das mit einer 30 %igen MEA-Lösung (Monoethanolamin) arbeitet (Chapel und Mariz 1999). Als wichtigste Verbrauchsdaten seien die Energieverbräuche dieses Verfahrens genannt, bezogen auf eine Tonne abgeschiedenes CO_2:

- Strom 252 MJ_{el} / t CO_2 bzw . 70 kWh_{el} / t CO_2
- Dampf 4.200 MJ_{th} / t CO_2 bzw. 1.166 kWh_{th} / t CO_2

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, ausgekoppelt wird, kann bei der Herleitung der Stromerzeugungsverluste nicht der gesamte Nutzungsgrad der Dampfturbinenprozesse (etwa 40 %) als „verloren“ angesetzt werden. Es wird daher ein „Restnutzungsgrad“ verwendet, der ermittelt wurde, indem von der Minderungsrate des Gesamtnutzungsgrades der Referenzkraftwerke (8 bis 12 %-Punkte, siehe Tab. 10-1), der direkt benötigte Strom abgezogen und der Rest in Relation zum benötigten Dampf gesetzt wurde. Dies ergibt folgende 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.

Tab. 10-8: Modellierte Restnutzungsgrade des Dampfturbinenprozesses

Kraftwerkstyp	Restnutzungsgrad Dampfturbinenprozess [%]	Verlorene Turbinenarbeit [kWh_{el} / t CO_2]	Stromverbrauch [kWh_{el} / t CO_2]
Steinkohle-Dampfkraftwerk	16	187	70
Braunkohle-Dampfkraftwerk	11	128	70

Erdgas-GuD	33	385	70

Bei der Bilanzierung der MEA-Wäsche mussten einige Einschränkungen gemacht werden:

- Die Herstellung der Anlage zur chemischen Wäsche, die aus Ab- und Desorptionssäule, drei Wärmetauschern, Kondensator, Pumpe und Gebläse besteht, konnte mangels Daten bisher nicht bilanziert werden. Im Vergleich zum Bedarf an Prozessenergie und Betriebsstoffen dürfte die Herstellung jedoch nicht sehr ins Gewicht fallen.
- Für den Bedarf an MEA wurde der in Chapel und Mariz (1999) vorgegebene Wert verwendet. Da der konkrete Verbrauch vom CO_2- und SO_2-Gehalt des Abgases abhängig ist, sollte ggf. eine genauere Bilanzierung erfolgen.
- Die SO_2-Emissionen des bestehenden Ökobilanzmoduls wurden nicht verändert, da im verwendeten Ökobilanzmodul bereits 90 % des SO_2 mittels Rauchgaswäsche herausgefiltert werden.

10.3.3.2 CO_2-Abtrennung *vor* der Verbrennung

Beim Steinkohle-IGCC wird das CO_2 vor der Verbrennung abgetrennt (Brenngas-Dekarbonisierung). Hierzu muss mittels einer physikalischen Wäsche das CO_2 aus einem H_2/CO_2-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 % 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 CO_2**

10.3.3.3 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 CO_2 (etwa 80 Vol. %) und Wasserdampf, so dass das CO_2 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 abbil-

det. 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 CO_2 noch eine Restfeuchte von etwa 1 %. 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 bisher 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 CO_2-Abscheiderate werden 99,5 % angesetzt, denn nach Göttlicher können „deutlich über 99 %“ des CO_2 zurückgehalten werden. (Göttlicher 1999)
- Als Sauerstoffbedarf für ein Oxyfuel-Steinkohle-Kraftwerk werden von Göttlicher im Mittel 2,7 kg O_2/kg Brennstoff angegeben (Göttlicher 1999).
- Für den Elektrizitätsbedarf der Luftzerlegungsanlage wurde mit 0,2245 kWh_{el}/kg O_2 ebenfalls ein Mittelwert nach den Daten in Göttlicher gebildet. Der Sauerstoff wird hierbei mit einer hohen Reinheit von 96-97 % produziert, was einerseits einen höheren Energieaufwand erfordert. Gleichzeitig wird aber die Verdichterarbeit bei der CO_2-Verflüssigung reduziert, da dort dann auch weniger Inertgas mit verdichtet werden muss. (Göttlicher 1999)

10.3.4 CO_2-Verflüssigung

Für die Erstverdichtung auf 110 bar (und damit die Verflüssigung des CO_2) wurden 110 kWh_{el} / t CO_2 angesetzt (Göttlicher 1999). Dabei wird eine mehrstufige Verdichtung ausgehend von 1 bar mit Zwischenkühlung auf 30°C angenommen.

10.3.5 Transport des CO_2

Es wird der Transport und die Speicherung des CO_2 eines einzelnen Kraftwerks modelliert. Dies bildet den Fall ab, dass zunächst ein Referenzkraftwerk gebaut würde, um das Zusammenspiel aller Komponenten studieren zu können. 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 (siehe Tab. 10-9).

Tab. 10-9: Transportszenarien

Szenario	Standort CO_2-Quelle	Kraftwerkstyp und el. Leistung	CO_2- Mengen		Pipeline Land [b] + Schiff	Pipe-Ø [c]	Speicherort
			[Mt/a] [a]	[t/d] [d]	[km]	[mm]	
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: CO_2-Emission = 676 g/kWh$_{el}$, Nutzungsgrad 49 % -> 40 %
Braunkohle-KW: CO_2-Emission = 849 g/kWh$_{el}$, Nutzungsgrad 46 % -> 34 %
Erdgas GuD: CO_2-Emission = 337 g/kWh$_{el}$, Nutzungsgrad 60 % -> 51 %
Steinkohle-IGCC: CO_2-Emission = 662 g/kWh$_{el}$, Nutzungsgrad 50 % -> 42 %
Steinkohle-Oxyfuel: CO_2-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

Zur Modellierung des Transports werden bestehende Ökobilanz-Module von Erdgas-Pipelines aus der ecoinvent-Datenbank verwendet (siehe Tab. 10-10). 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 CO_2 (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.

Tab. 10-10: Fernleitungs-Module in der ecoinvent-Datenbank (ecoinvent 2005)

Typ	Durchmesser	Wanddicke	Durchschnittliche Transportkapazität			Druck	Lebensdauer
	[mm]	[mm]	[Mio. Nm³/h]	[Mt/a] [a]	[t/d]	[bar|	[a]
„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 CH_4/Nm³

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

Vergleicht man den Transportbedarf der Transportszenarien (300 km Ruhrgebiet-Norddeutschland mit maximal 14.000 t CO_2 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 CO_2-Speicherung

Für die benötigen Stoff- und Energieverbräuche der Speicherung konnten bisher mangels Quellen keine Daten ermittelt werden. Vergleicht man jedoch die Kosten für die Speicherung mit denjenigen der restlichen Prozesse, werden für erstere im Durchschnitt 50 % der Transportkosten angesetzt (siehe Tabelle 3.12 im 1. Zwischenbericht). Dieser Wert wird zunächst auch für die Ökobilanz der Speicherung verwendet, zumal in den hier dargestellten Transportszenarien nur ein ausgefördertes Erdgasfeld betrachtet wird. Für die betrachteten Emissionen und den kumulierten Energieaufwand werden daher in erster Näherung 50 % 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 CO_2 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 % 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 CO_2-Emissionen als die hier gezeigte Variante ohne Leckage.

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. Tab. 10-19 zeigt die modellierten Kraftwerke:

Tab. 10-11: Referenzkraftwerke Erneuerbare Energien

Kraftwerk	Leistung	Fkt. Einheit	Nutzungs-grad	Quelle	Anmerkung

	[MW]		[%]		
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)

- **Solarthermie**: Für den Zeitraum ab 2020 ist es denkbar und wahrscheinlich, in Nordafrika solarthermisch erzeugten Strom über eine Hochspannungs-Gleichstrom-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 Ruhrgebiet 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 wesentlichen größeren Offshore-Anlage (z.B. der Größe 4,5 MW) nicht sonderlich unterscheiden. Offshore herrschen zwar erheblich bessere Windverhältnisse vor, andererseits werden viel höhere Mengen an Stahl und Beton verbaut. Beide Effekte gleichen sich in etwa aus, so dass die vorliegende Bilanz der Onshore-Anlage verwendet werden kann.

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 Schritte der CO_2-Abtrennung und Speicherung zum Gesamtergebnis liefern und b) wie sich die Emissionen und der kumulierte Energieaufwand beim Einsatz von CCS verändern (siehe

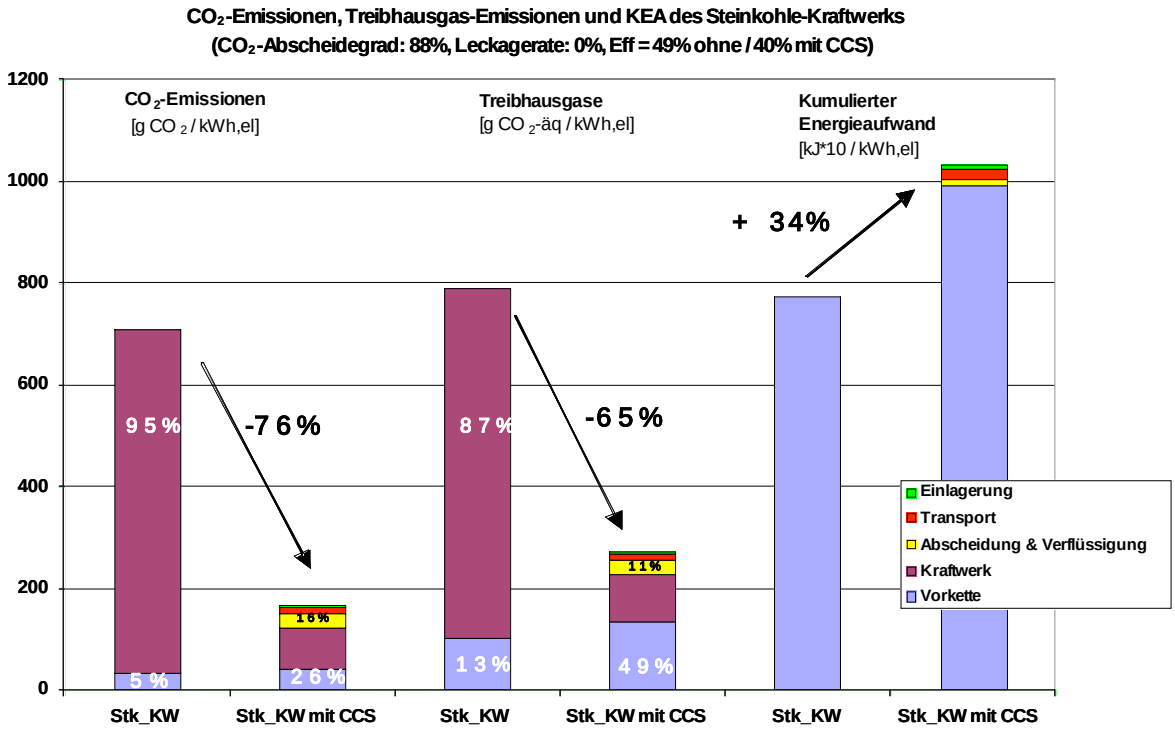


Abb. 10-7).

- 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 % nur zu einem geringen Teil zu den CO_2-Emissionen, mit 13 % 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 CO_2, Methan (CH_4) und N_2O (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 CO_2-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 16 % 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 CO_2-Abscheidegrad von 88 % angesetzt. Die CO_2-Emissionen des Gesamtprozesses gehen jedoch nur um 76 % zurück, da die oben erwähnten zusätzlichen (indirekten) Emissionen aus dem Abscheideprozess sowie in geringem Maße aus Transport und Speicherung hinzukommen (vergleiche Balken 1 und 2). Die Belastungen aus der Vorkette können mittels CO_2-Abscheidung nicht reduziert werden. Erheblich schlechter wird die Gesamtbilanz, wenn man die Treibhausgas-Emissionen insgesamt betrachtet, die nur um 65 % 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 % ansteigt (Balken 4). Der kumulierte Energieaufwand schließlich steigt auf 134 % (10.400 kJ/kWh$_{el}$) des ursprünglichen Wertes (7.740 kJ/kWh$_{el}$) an, hauptsächlich verursacht durch den Zusatzenergiebedarf bei der Abscheidung (Balken 5 und 6).

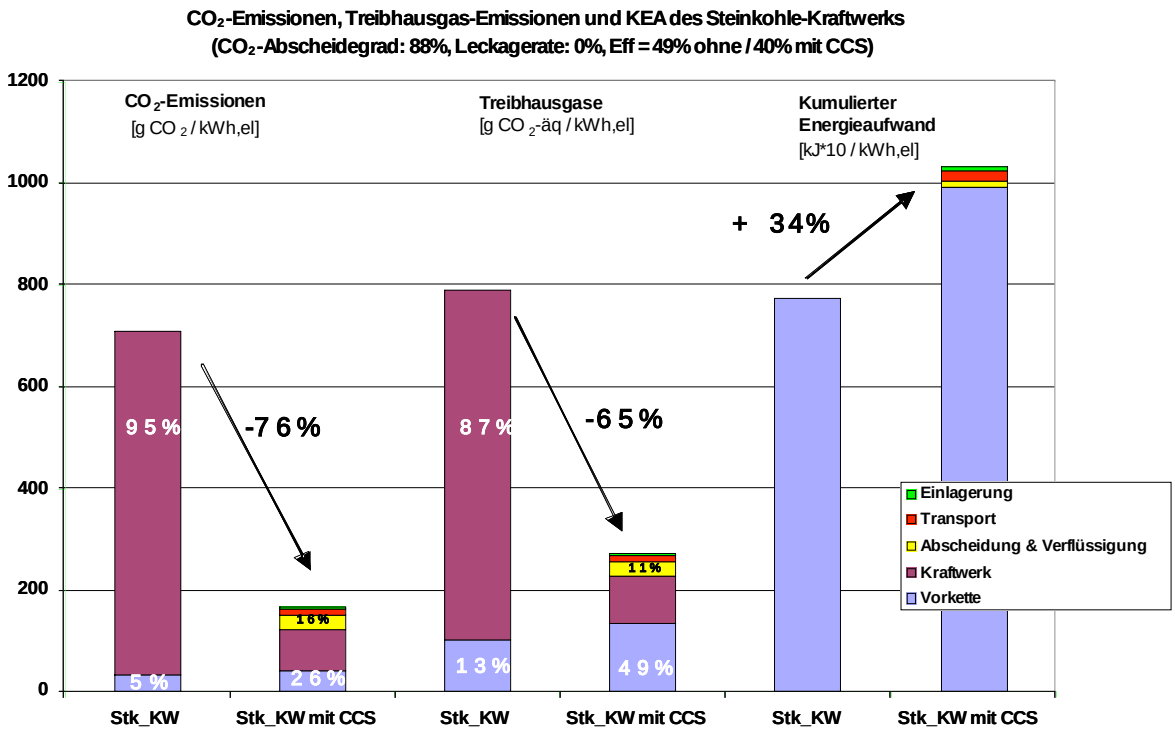


Abb. 10-7: Vergleich der CO2-Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für das Steinkohle-Kraftwerk ohne und mit CCS

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

Abb. 10-8 deutlich wird, beträgt der Anteil der HGÜ beim Wind jedoch nur 1-3 % der Gesamtemissionen bzw -aufwändungen, bei der Solarthermie zwischen 8 und 24 %. Der allgemein höhere Wert bei den Treibhausgasen ergibt sich daraus, dass während des Betriebs an der Leitung durch die Ionisierung der Luftmoleküle N_2O-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).

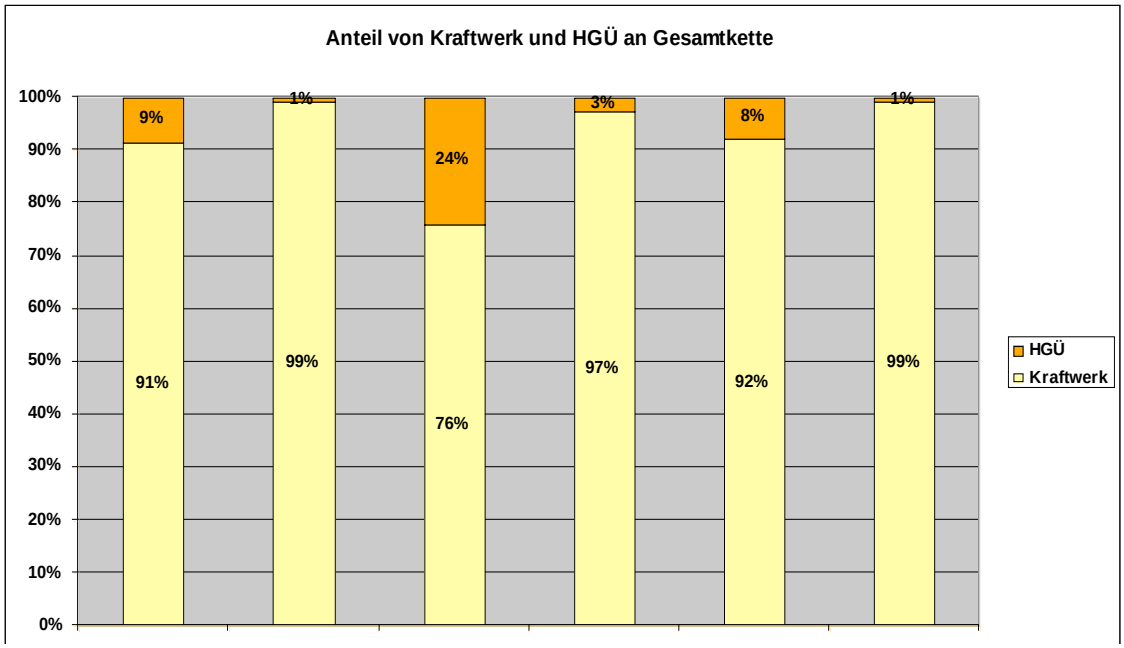


Abb. 10-8: Vergleich der Anteile von Kraftwerk und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) an Emissionen und kumulierten Energieverbrauch (THG = Treibhausgas-Emissionen; KEA = Kumulierter Energieaufwand)

10.6 Vergleich der Stromerzeugungssysteme

10.6.1 Treibhausgase und Kumulierter Energieaufwand

In den folgenden Abbildungen werden die vier fossilen Referenzkraftwerke mit ihren jeweiligen CCS-Varianten sowie mit der Stromerzeugung aus Wind und Solarthermie verglichen. Neben den CO_2-Emissionen (Abb. 10-9) und den Treibhausgas-Emissionen (Abb. 10-10) wird auch der Kumulierte Energieaufwand (Abb. 10-11) dargestellt. Weitere Wirkungskategorien werden im nachfolgenden Kapitel betrachtet.

Beachtet werden sollte bei dem Vergleich, dass die Kraftwerke mit vor- und nachgeschalteter CO_2-Abscheidung mit einem Abscheidegrad von 88 % gerechnet wurden, die Abscheidung beim Oxyfuel-Kraftwerk dagegen mit 99,5 % angesetzt wurde.

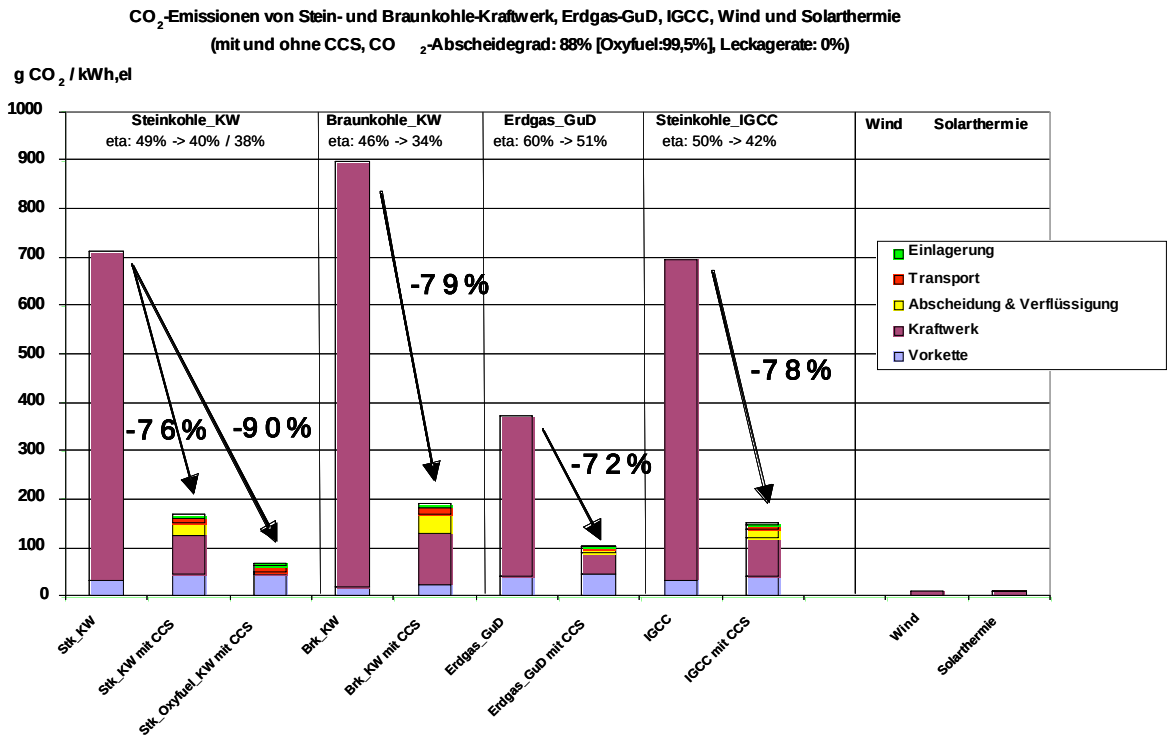


Abb. 10-9: Vergleich der CO_2-Emissionen der fossilen und erneuerbaren Referenzkraftwerke ohne und mit CCS

Aus dem Vergleich der CO_2-Emissionen können folgende Schlüsse gezogen werden:

- Betrachtet man zunächst nur die Kraftwerke mit vor- und nachgeschalteter CO_2-Abscheidung, so ist bei allen vier Kraftwerkstypen bei den gegebenen Annahmen (u.a. einem CO_2-Abscheidegrad von 88 %) eine Reduktion der CO_2-Emissionen von 72 % bis 79 % zu erzielen. Das Steinkohle-IGCC und das Braunkohle-KW schneiden hierbei mit minus 78 % bzw. minus 79 % am besten ab, da beim Steinkohle-IGCC die physikalische Wäsche mittels CO-Shift-Reaktion und CO_2-Abtrennung insgesamt weniger zusätzliche Energie benötigt als die chemische Wäsche mittels MEA und beim Braunkohle-KW die Ausgangsemissionen der Vorkette der Kohleförderung niedriger als bei allen anderen Vorketten ist.
- Vergleicht man die tatsächliche Reduktion (72 % bis 79 %) mit der gewählten Abscheiderate (88 %), so zeigt sich eine Differenz von 9 bis 16 %-Punkte. Der Grund sind die Emissionen, die schon während der Vorkette auftreten sowie der insgesamt höhere spezifische Energieverbrauch.
- Das Steinkohle-Oxyfuel-Kraftwerk erreicht eine Reduktion der CO_2-Emissionen um 90 %. Verglichen mit dem zunächst hohen Abscheidegrad von 99,5 % sind dies 10 %-Punkte 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.
- Die Emissionen von Strom aus Wind bzw. Solarthermie sind mit etwa 2 % (bezogen auf die Emissionen des Steinkohle-Referenzkraftwerks) verschwindend gering.

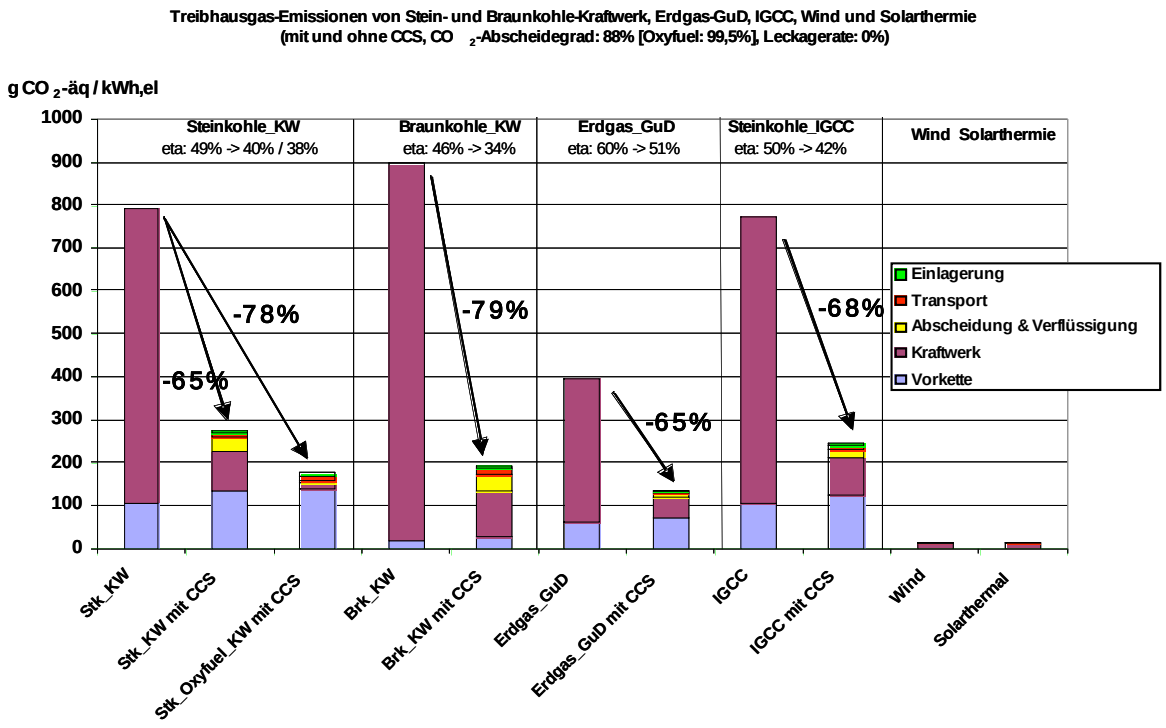


Abb. 10-10: Vergleich der Treibhausgas-Emissionen der fossilen und erneuerbaren Referenzkraftwerke ohne und mit CCS

Ähnliche Schlussfolgerungen ergeben sich beim Vergleich der Treibhausgas-Emissionen (Abb. 10-10). Als Treibhausgase wurden die CO_2-Äquivalente aus CO_2, CH_4 und N_2O berücksichtigt und gemäß den Faktoren in Tab. 10-3 gewichtet.

- Die Reduktionsraten der Treibhausgas-Emissionen sind insgesamt geringer als die der reinen CO_2-Emissionen, da neben dem Kohlendioxid auch Methan und N_2O zum Treibhauseffekt beitragen.
- Bei den Kraftwerken mit vor- und nachgeschalteter CO_2-Abscheidung ist eine Reduktion der Treibhausgas-Emissionen von 65 % bis 79 % zu erzielen. Wegen der geringen Vorketten-Emissionen schneidet das Braunkohle-Kraftwerk hierbei mit minus 79 % 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-Oxyfuel-Kraftwerk erreicht eine Reduktion der CO_2-Emissionen um nur 78 % und liegt damit sowohl relativ als auch absolut betrachtet nahe am Braunkohle-Kraftwerk. Der Grund sind wiederum die Methan-Emissionen, die aus der Steinkohle-Förderung zu Buche schlagen.
- Die Emissionen von Strom aus Wind bzw. Solarthermie sind mit etwa 2 % (bezogen auf die Emissionen des Steinkohle-Referenzkraftwerks) wiederum verschwindend gering.
- Das beste Kraftwerk ohne CCS (Erdgas-GuD) hat mit 396 g CO_2-Äquivalenten pro kWh nur 45 % mehr Emissionen zu verzeichnen als das schlechteste Kraftwerk mit CCS

(Steinkohle-Dampfkraftwerk mit nachgeschalteter CO_2-Abscheidung und 274 g CO_2-Äquivalenten pro kWh).

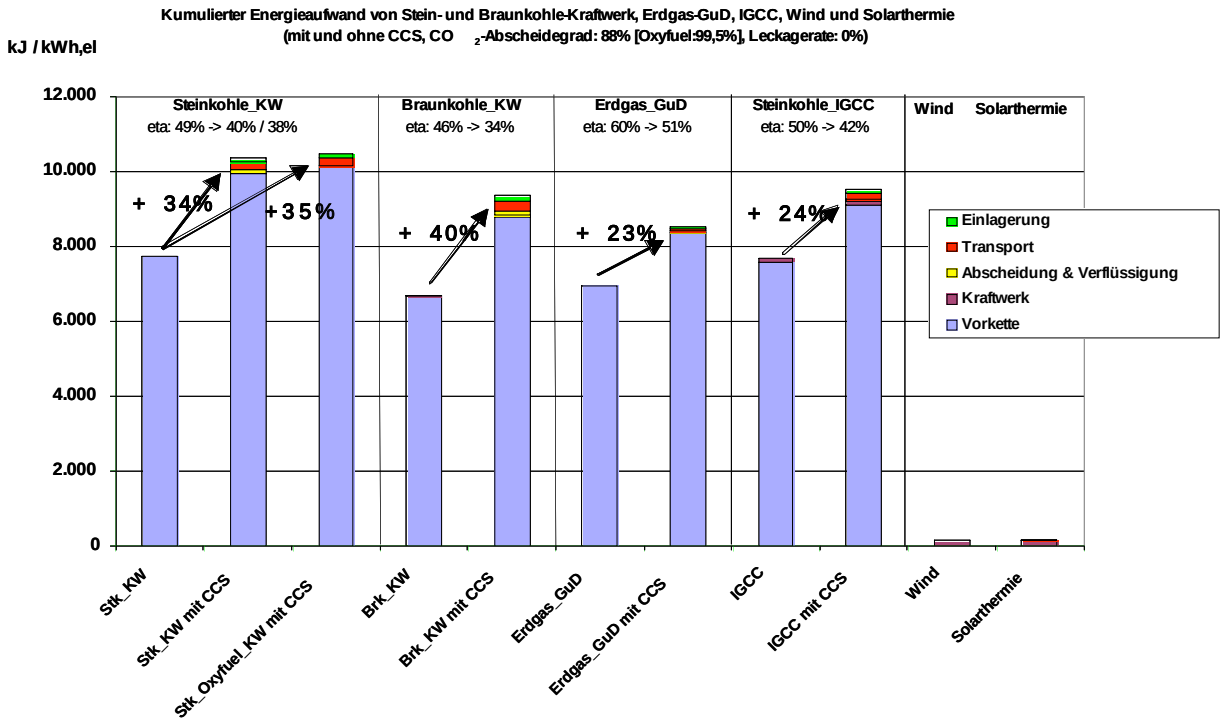


Abb. 10-11: Vergleich des Kumulierten Energieaufwandes der fossilen und erneuerbaren Referenzkraftwerke ohne und mit CCS

Für den Kumulierten Energieaufwand (KEA) können folgende Schlussfolgerungen gezogen werden (Abb. 10-11):

- Die Steigerungsraten beim Energieaufwand liegen zwischen 23 % und 40 %. Sie sind um so höher, je höher die spezifischen CO_2-Emissionen der Referenz-Kraftwerke (ohne CCS) sind, da bei höheren Emissionen auch mehr CO_2 abgeschieden und damit mehr Energie benötigt wird. Dementsprechend hat das Braunkohle-Dampfkraftwerk den höchsten Zuwachs, das Erdgas-GuD den niedrigsten Zuwachs des KEA zu verzeichnen.
- Der KEA von Strom aus Wind bzw. Solarthermie ist mit etwa 2 % (bezogen auf den KEA des Steinkohle-Referenzkraftwerks) wiederum verschwindend gering.

In den folgenden beiden Abbildungen werden diese Relationen schließlich noch in zwei anderen Darstellungen wiedergegeben. Während in Abb. 10-12 die *absoluten* Zahlen dargestellt werden, sind in Abb. 10-13 die Werte *relativ zum Referenz-Steinkohle-Dampfkraftwerk* (= 100 %) aufgetragen.

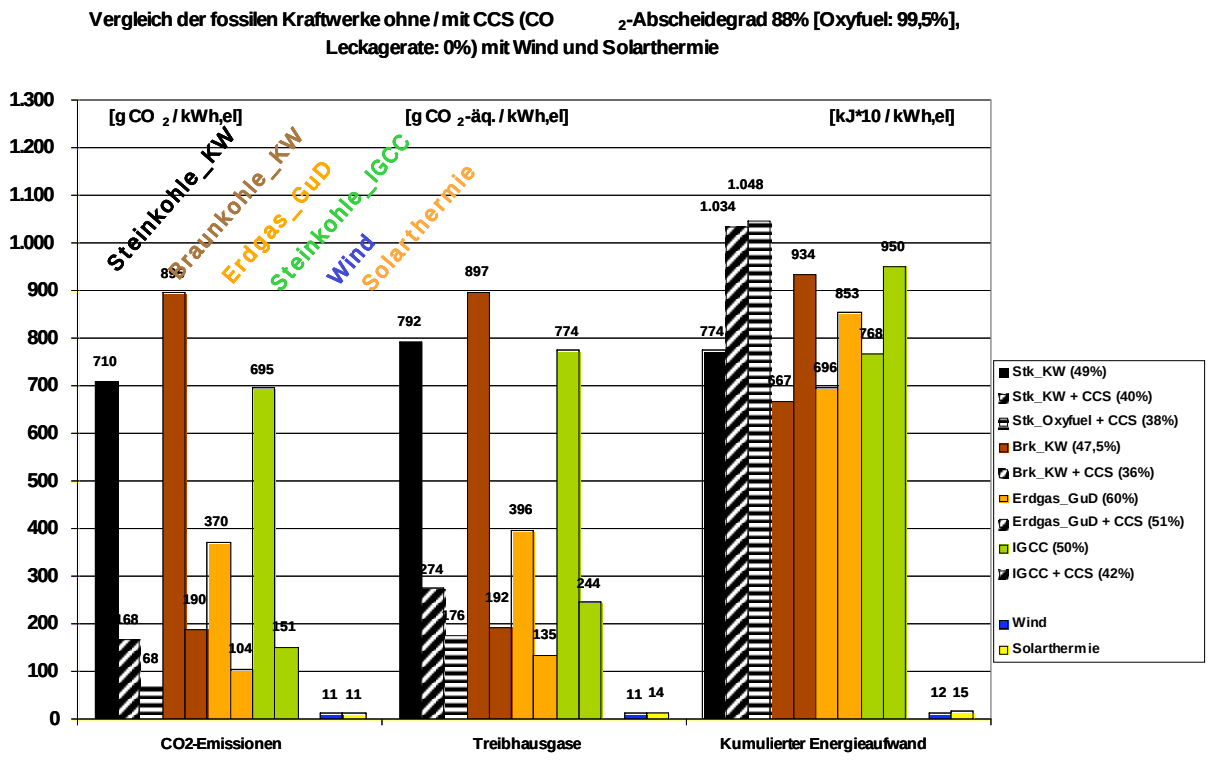


Abb. 10-12: Vergleich der *absoluten* CO_2-Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für die fossilen und erneuerbaren Referenzkraftwerke ohne und mit CCS

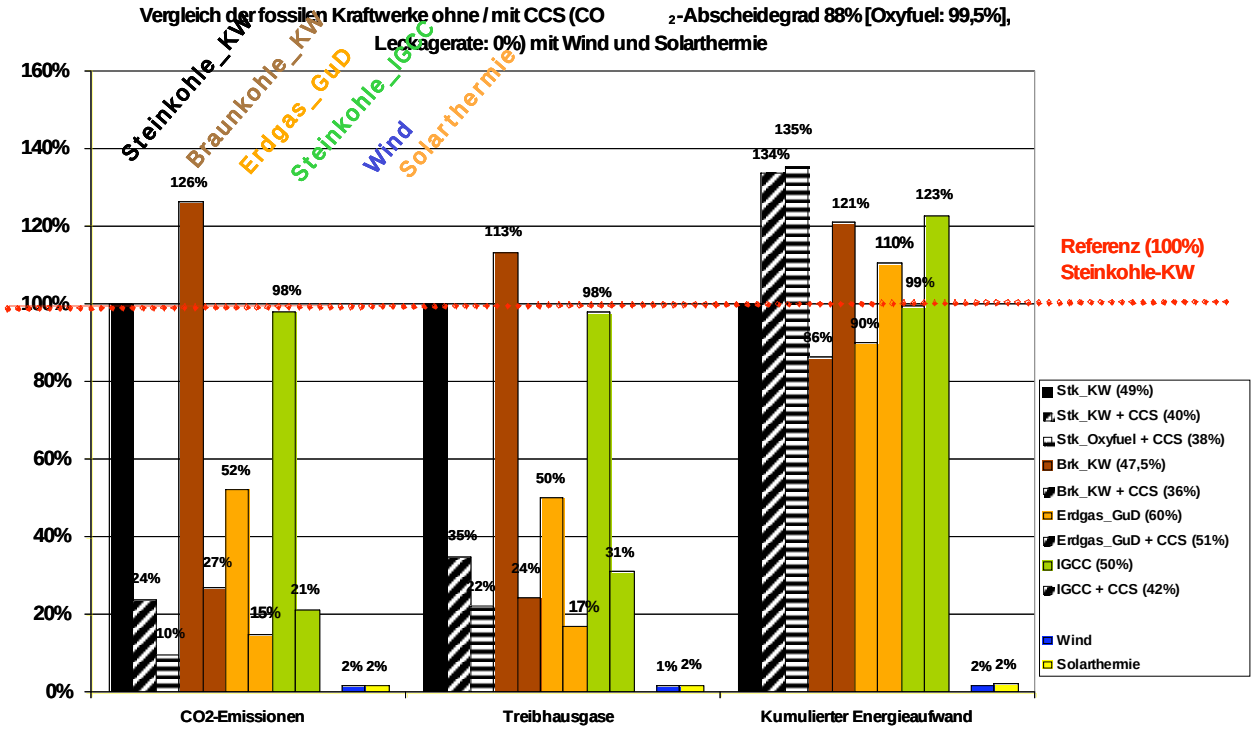


Abb. 10-13: Vergleich der *relativen* CO_2-Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für die fossilen und erneuerbaren Referenzkraftwerke ohne und mit CCS (normiert auf das Steinkohle-Dampfkraftwerk)

10.6.2 Weitere Wirkungskategorien

Wie im methodischen Teil (Kapitel 10.1.3.5) dargestellt, werden neben dem Treibhauseffekt und dem Kumulierten Energieaufwand innerhalb der Ökobilanzierung weitere Wirkungskategorien ausgewertet. Dies sind Sommersmog, Eutrophierung, Versauerung, Partikelbelastung und Krebsrisiko. Sie spielen insbesondere dann eine Rolle, wenn im Verlauf der CO_2-Abscheidung nicht nur ein höherer Energieverbrauch zu bilanzieren ist (dann würden sie ebenso wie CO_2- oder Methanemissionen linear ansteigen), sondern wenn andere Materialien zum Einsatz kommen, z.B. die Herstellung des Lösemittels Monoethanolamin (MEA) für die nachgeschaltete Abscheidung.

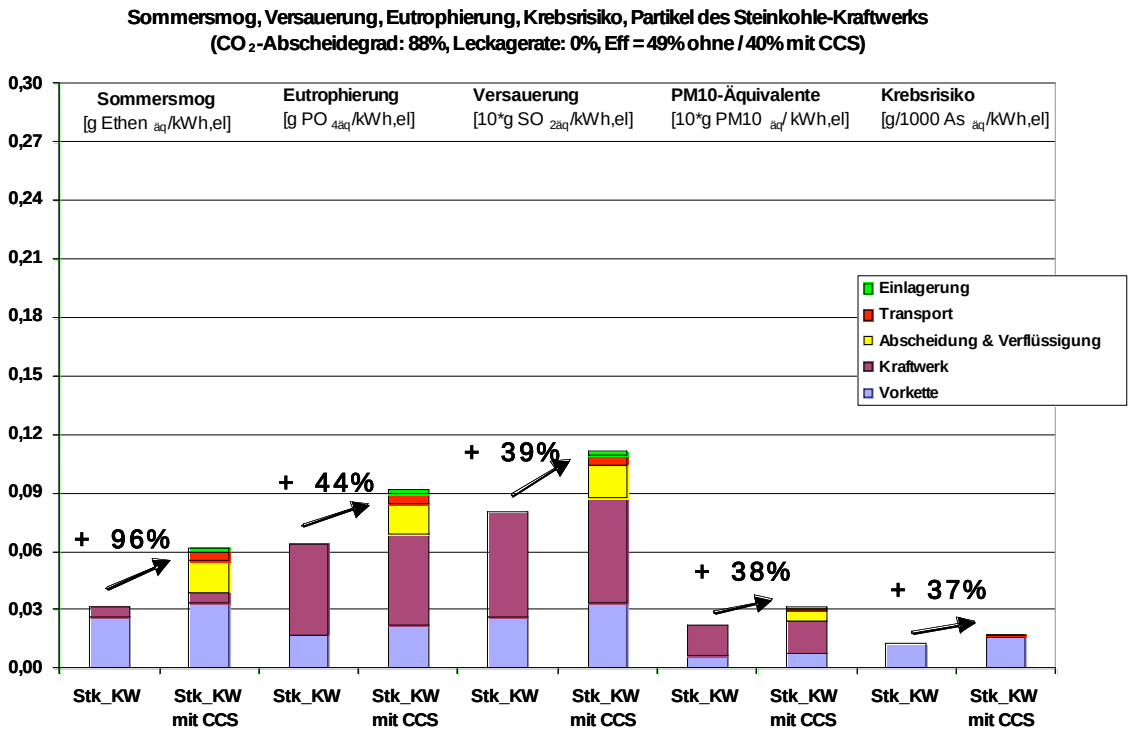


Abb. 10-14: Vergleich weiterer Wirkungskategorien für das Steinkohle-Dampfkraftwerk ohne und mit CCS

Abb. 10-14 zeigt die Veränderung der Wirkungskategorien am Beispiel des Steinkohle-Dampfkraftwerks ohne und mit CO_2-Abscheidung. Während die Steigerungsraten von um die 40 % auf den höheren Energieverbrauch von Abscheidung, Transport und Speicherung zurückzuführen sind, ist beim Sommersog ein überproportionaler Anstieg von 96 % zu verzeichnen. Die zusätzlichen 60 %-Punkte sind auf den Abscheidevorgang und hierbei auf die Herstellung der Chemikalie Monoethanolamin zurückzuführen.

Ähnliche Auswirkungen sind beim Braunkohle-Dampfkraftwerk zu verzeichnen (Abb. 10-15), nur dass die Werte insgesamt etwa dreifach so hoch sind wie beim Steinkohle-Kraftwerk (die Skalen sind jeweils gleich hoch!). Während die Vorkette weitgehend unbeteiligt ist, wird ein Großteil der Emissionen durch den Betrieb verursacht. Der Anstieg des Sommersmogs ist 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 relativ gesehen (mit + 462 %) jedoch viel höher aus, da in der Vorkette nur minimale Emissionen anfallen.

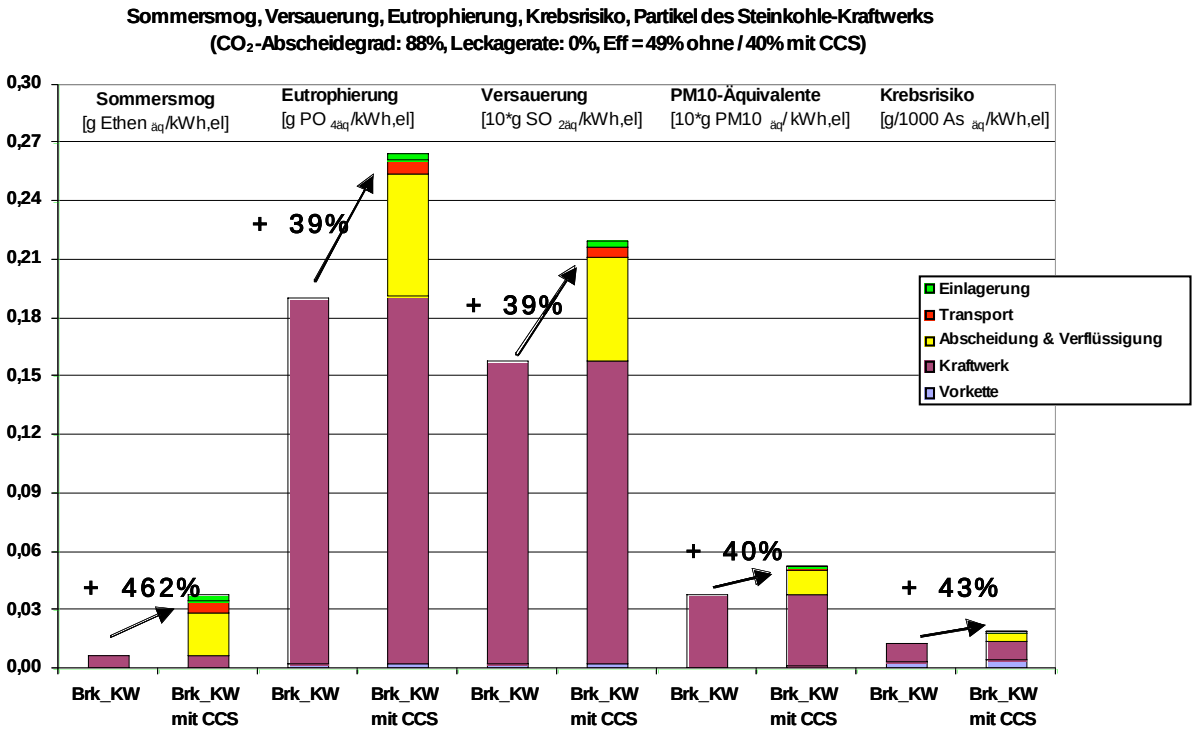


Abb. 10-15: Vergleich weiterer Wirkungskategorien für das Braunkohle-Dampfkraftwerk ohne und mit CCS

Abb. 10-16 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. Das Erdgas-GuD unterscheidet sich bei diesen Wirkungskategorien nicht sehr deutlich von der Steinkohleverstromung.

Wind- und Solarkraftwerke schneiden ebenfalls schlechter als bei den Treibhausgas-Emissionen und als beim KEA ab, bleiben aber weiterhin weit unter den Werten der fossilen Kraftwerke. Verursacht werden die 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.

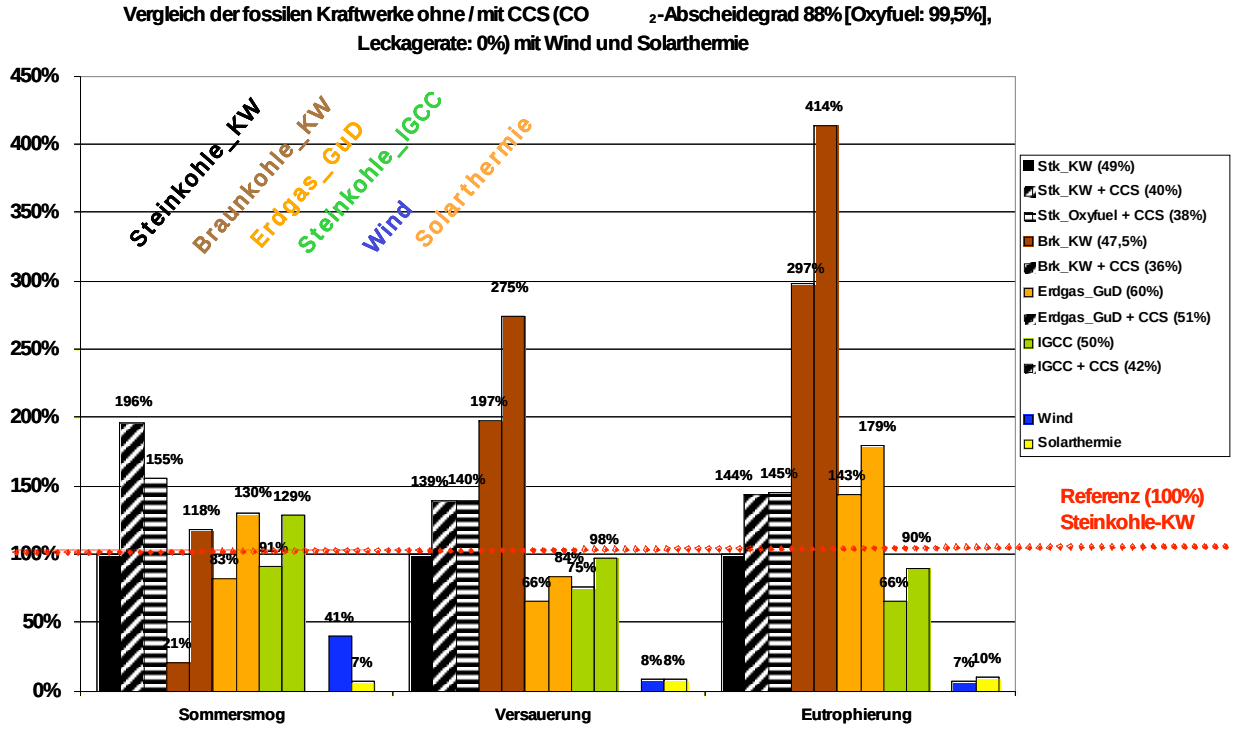


Abb. 10-16: Vergleich der Wirkungskategorien Sommersmog, Versauerung und Eutrophierung in *relativer* Form für die fossilen und erneuerbaren Referenzkraftwerke ohne und mit CCS (normiert auf das Steinkohle-Dampfkraftwerk)

10.7 Sensitivitätsanalysen der Stromerzeugungssysteme

Die folgende Tab. 10-12 zeigt die Sensitivitätsanalysen, die innerhalb der Ökobilanzierung durchgeführt wurden.

Tab. 10-12: Sensitivitätsanalysen (Stromerzeugung)

Variation	Sensitiv.fall		Einheit	Grund-variante	Variation
1	1 - 4	Leckagerate des Speichers	%/a	0	0,0001 - 0,1
2	6 - 9	Abscheidegrad, variable Aufwendungen	%	88	90 - 96 mit entsprechen 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 (leakage rate) betrachtet werden muss. Genauso wenig wird jedoch eine verlässliche Aussage über mögliche Leckageraten 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 des CO_2-Austrittsrate abzubilden (0,1 / 0,01 / 0,001 / 0,0001 %/a). 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.
- Die Berechnungen werden stellvertretend für alle Kraftwerke am Beispiel des 700 MW-Steinkohle-Kraftwerks durchgeführt.

Die folgenden beiden Abbildungen verdeutlichen die Entwicklung der Speichermengen. Abb. 10-17 zeigt zunächst die Entwicklung über die ersten 100 Jahre. Zur besseren Sichtbarkeit wird hier mit einer Leckagerate von 1 %/a 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 CO_2 wieder freigesetzt wird. Erst ab dem Jahr 41 kommt die gesamte Leckagerate zum Tragen.

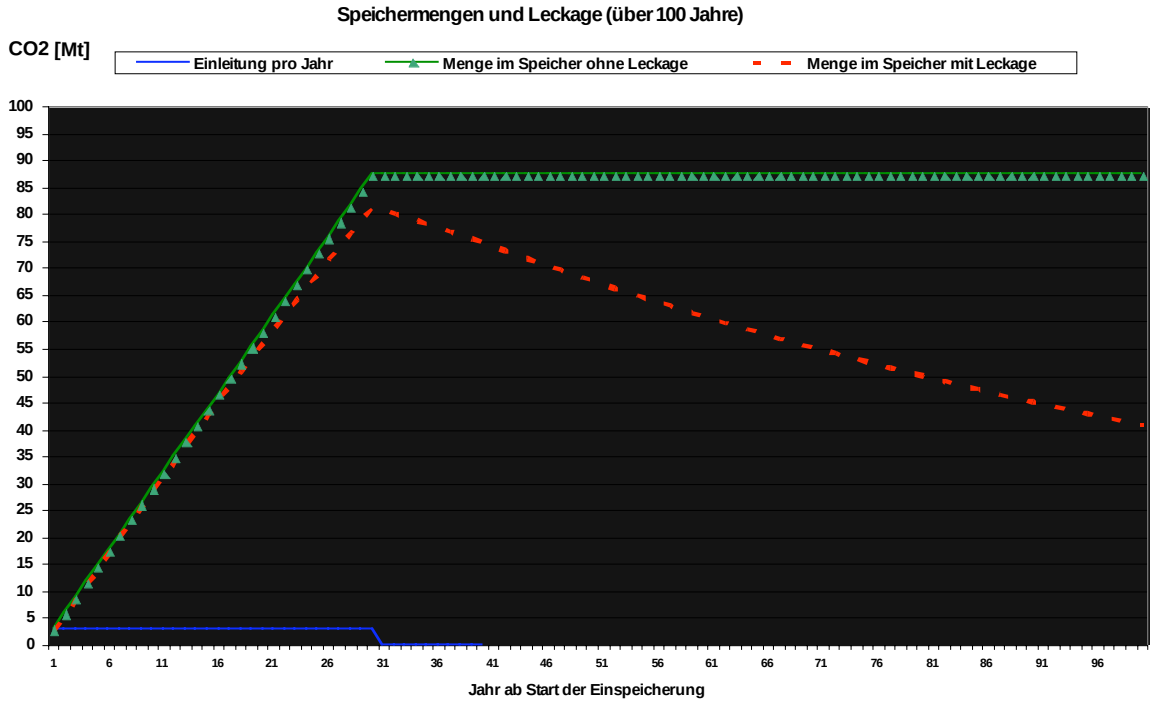


Abb. 10-17: Speichermenge und Leckage am Beispiel des Steinkohle-Kraftwerks über die ersten 100 Jahre bei einer Leckagerate von 1 %/a

In Abb. 10-18 wird die Entwicklung bei einer Leckagerate von 0,01 % dargestellt, um die Entwicklung über 40.000 Jahre zeigen zu können. Während in der Füllzeit der ersten 40 Jahre praktisch kein CO_2 freigesetzt wird, beginnt die kontinuierliche Freisetzung ab dem Jahr 41 und verläuft dann umgekehrt exponentiell, bis nach 40.000 Jahren fa st die komplette gespeicherte Menge wieder entwichen ist (da excel nur die ersten 32.000 Datenpunkte darstellen kann, sind die 40.000 Jahre nicht sichtbar). Die „Halbwertszeit“ (Zeitpunkt, zu dem 50 % des gespeicherten CO_2 entwichen sind) beträgt in diesem Fall 6.950 Jahre.

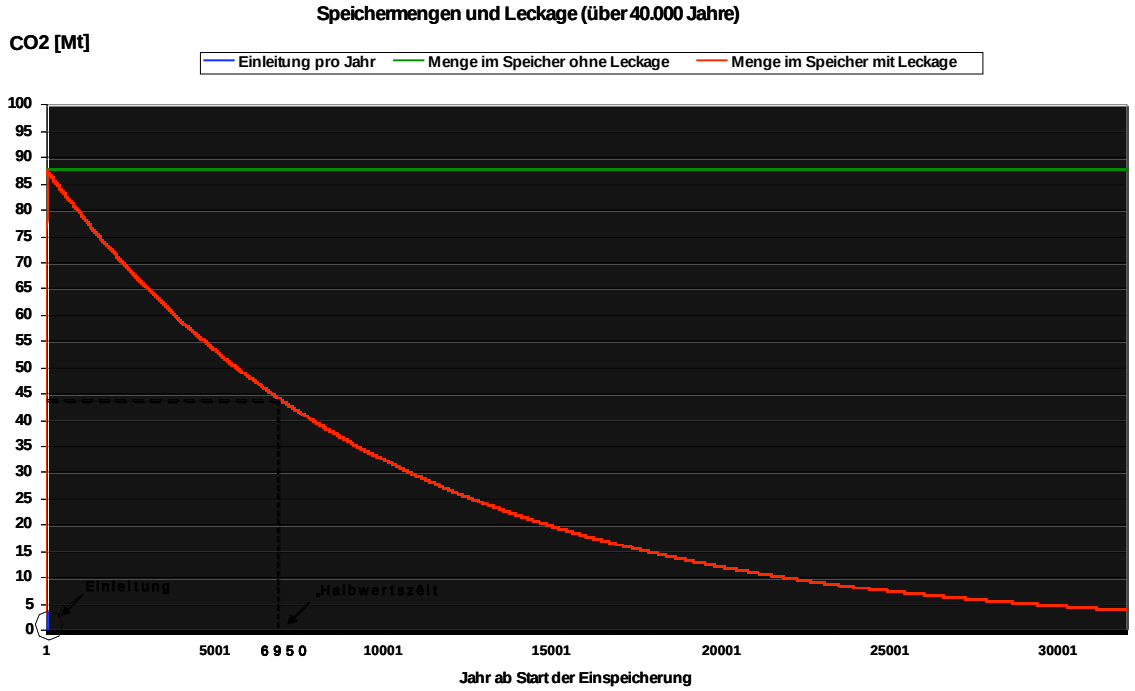


Abb. 10-18: Speichermenge und Leckage am Beispiel des Steinkohle-Kraftwerks über 40.000 Jahre bei einer Leckagerate von 0,01 %/a

- In Abb. 10-19 wird die Entwicklung des Speicherinhalts für die verschiedenen Leckageraten zusammengefasst über die ersten 2.000 Jahre dargestellt.

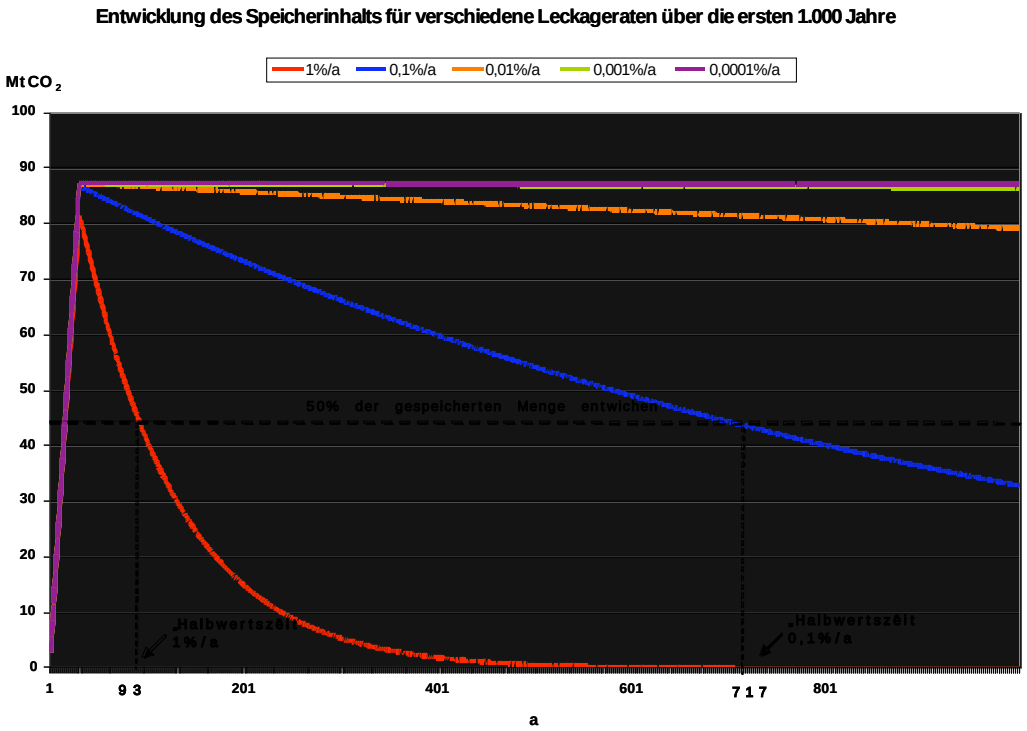


Abb. 10-19: Entwicklung des Speicherinhalts am Beispiel des Steinkohle-Kraftwerks über die ersten 1.00 Jahre bei Leckagerate von 1 %/a bis 0,0001 %/a

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 nach

$$tatsächliche_Leckagerate_im_Jahr_i = \begin{cases} L_rate * \frac{i}{t_{voll}} & falls \quad i < t_{voll} \\ L_rate & falls \quad i \geq t_{voll} \end{cases}$$

(1)

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

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

(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):

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

(3)

Die aufsummierte Leckagemenge L_total zum Zeitpunkt t

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

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

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

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 CO_2-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 CO_2 in die Atmosphäre führen würde. Die Einführung von CO_2-Sequestrierung würde damit automatisch zu einem generellen Anstieg der CO_2-Emissionen um 31 % 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 Kurzfristemissionen aus Müllverbrennungsanlagen gegen Langfristemissionen aus Mülldeponien gewichtet wurden (Hellweg et al. 2003).

Ergebnisse

Wird die Grundrechnung mit einer Leckagerate von 0 % angenommen, stellt dies den „best case“ dar, denn sämtliche Sensitivitätsrechnungen ergeben einen höheren Ausstoß an CO_2-Emissionen. Wie sie sich verändern, zeigt die folgende Abb. 10-20. 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 Langfristemissionen über das Jahr 10.000 hinaus. Im Falle einer (relativ hohen) Leckagerate von 0,1 %/a würde das gesamte im Untergrund gespeicherte CO_2 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.

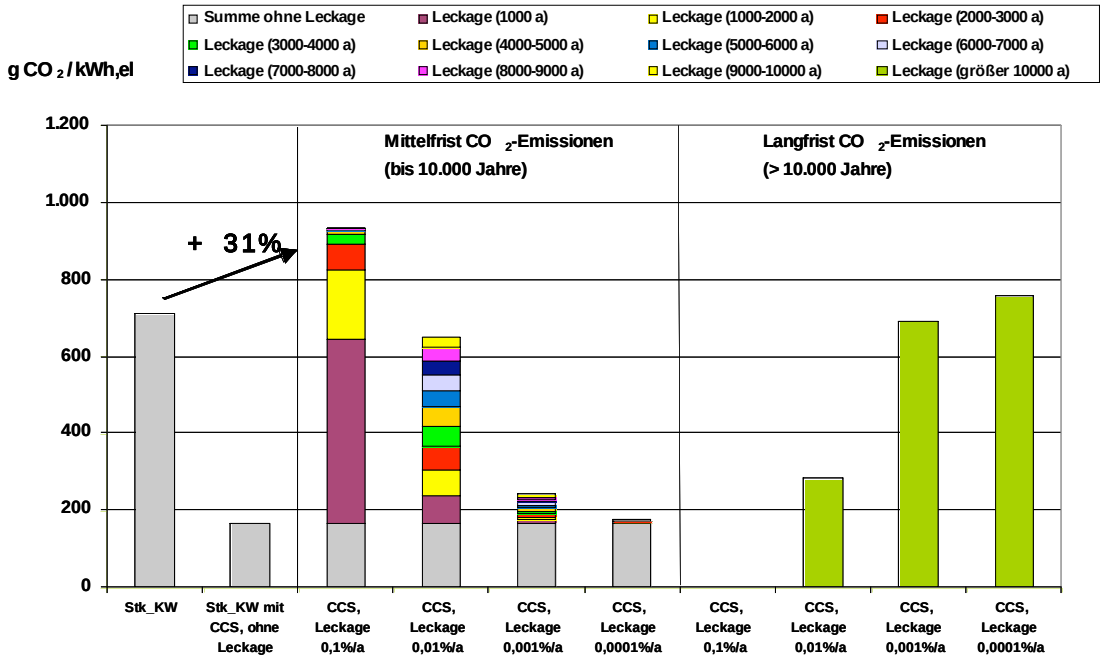


Abb. 10-20: Entwicklung der CO_2-Emissionen für das Steinkohle-Kraftwerk bei verschiedenen CO_2-Leckageraten, dargestellt als mittelfristige (bis 10.000 Jahre in 1000-Jahres-Schritten) und langfristige Emissionen (>10.000 Jahren)

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

Grundlage

Für die Modellrechnungen wurde bisher ein Abscheidegrad der CO_2-Emissionen direkt am Kraftwerk von 88 % 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 CO_2 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 CO_2-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 CO_2-Abscheidegrad wird sukzessive von der Grundvariante ausgehend (88 %) auf 90, 92, 94 und 96 % erhöht.
- Die Aufwendungen an Strom, Dampf und MEA innerhalb der MEA-Abscheidung werden zunächst variable 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 Abb. 10-21 zeigt, gehen die spezifischen CO_2-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 % 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 CO_2-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.

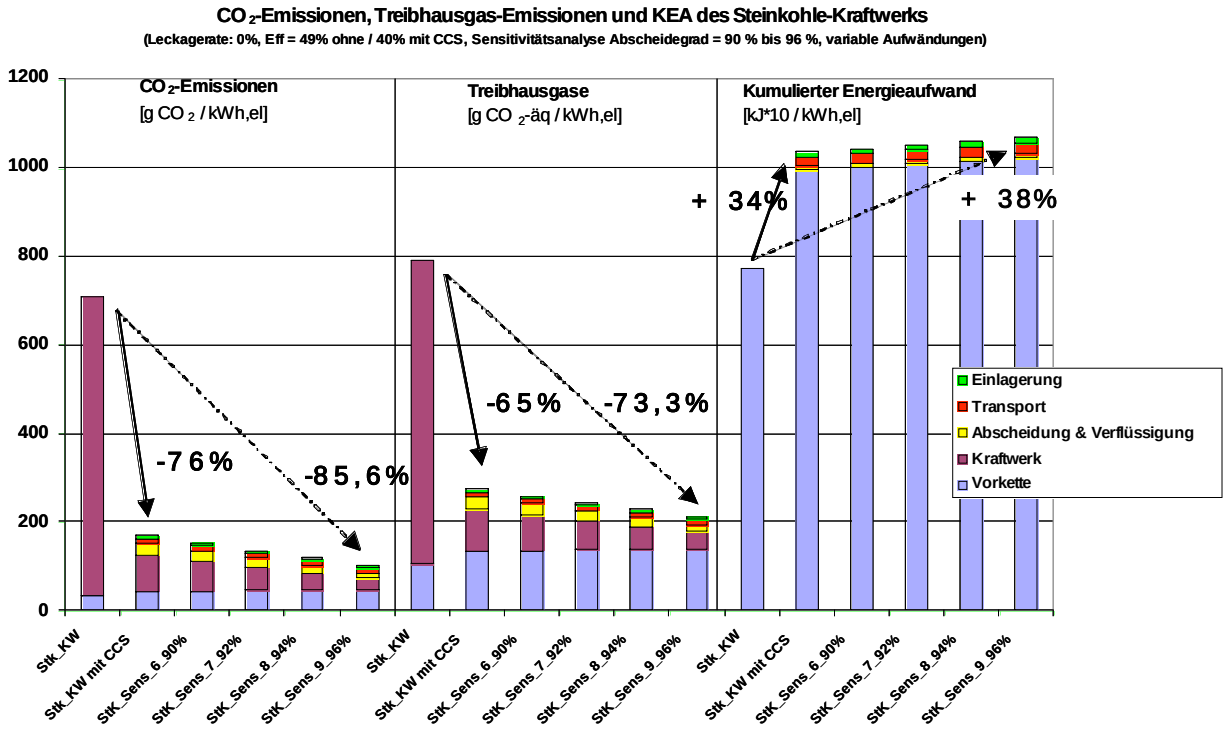


Abb. 10-21: Entwicklung der CO_2-Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für das Steinkohle-Kraftwerk bei verschiedenen CO_2-Abscheidegraden und variablen Aufwendungen bei der Abscheidung

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

Vorgehensweise

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

- Wie oben wird der CO_2-Abscheidegrad sukzessive von der Grundvariante ausgehend (88 %) auf 90, 92, 94 und 96 % erhöht.
- 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 Abb. 10-22 zeigt, gehen die spezifischen CO_2-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 CO_2-Emissionen beim höchsten Abscheidegrad auf 14,1 % (oben: 14,4 %); Rückgang der Treibhausgase auf 26,2 % (oben: 26,7 %). Die ener-

getischen Aufwendungen sind ebenfalls geringer (Steigerung um 35 % anstatt um 38 % beim höchsten Abscheidegrad). Der erste Balken stellt wiederum das Referenzkraftwerk ohne CCS dar, der zweite Balken das Referenz-CCS-Kraftwerk (88 % Abscheidung) und Balken 3 bis 6 die vier betrachteten Sensitivitätsfälle.

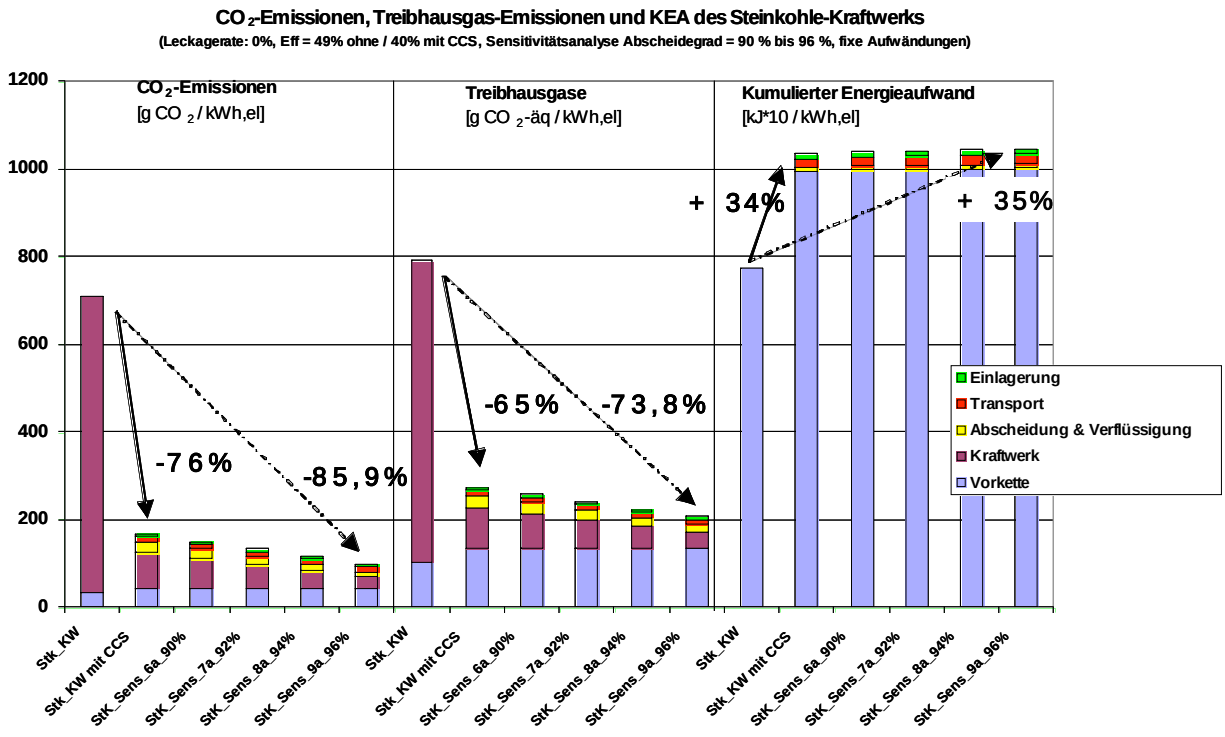


Abb. 10-22: Entwicklung der CO_2-Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für das Steinkohle-Kraftwerk bei verschiedenen CO_2-Abscheidegraden und fixen Aufwendungen bei der Abscheidung

Insgesamt kann als Fazit der 2. und 3. Sensitivitätsanalyse gezogen werden, dass ein höherer CO_2-Abscheidegrad erheblich mehr zu einem Absinken der spezifischen CO_2- und Treibhausgas-Emissionen beiträgt als eine Verbesserung des Aufwandes, der durch den Abscheideprozess entsteht. In der zukünftigen Entwicklung sollte daher unter Klimagesichtspunkten größeres Augenmerk darauf gelegt werden, höhere Abscheideraten zu erreichen als die Ressourcenverbräuche des Abscheideprozesses selber noch zu verbessern.

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 Tab. 4-8 zeigt:

Tab. 10-13: Methan-Emissionen der verwendeten Primärenergie-Vorketten

Primärenergie	Umberto-Modul	Zeitraum	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

Nur die Vorketten-Emissionen der Braunkohle sind vernachlässigbar, denn hier kommen nahezu ausschließlich die mit dem Energieverbrauch der Förderung verbundenen CO_2-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. m^3 Methangas genutzt und etwa 600 GWh Strom erzeugt (SteinkohlePortal.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 %, Polen (u. Osteuropa): 12,5 %, Südafrika: 10,2 %, Kolumbien/Kanada/ USA: 7,8 %, Australien: 4,1 %, Niederlande (und sonst. Westeuropa): 3,3 %. 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 % dieses Wertes gesenkt.
- Die Berechnungen werden wiederum am Beispiel des 700 MW-Steinkohle-Kraftwerks durchgeführt und die Ergebnisse dem Braunkohle- und Erdgaskraftwerk gegenüber gestellt.

Ergebnisse

Abb. 10-23 zeigt beim ersten Balken das Referenzkraftwerk ohne CCS, beim zweiten Balken das Referenz-CCS-Kraftwerk (100 % der Methan-Emissionen) und in Balken 3 bis 6 die vier betrachteten Sensitivitätsfälle. Da in der Steinkohle-Vorkette neben den Methan-Emissionen auch CO_2-Emissionen anfallen, sinken die Treibhausgas-Emissionen der Vorkette insgesamt

nur um 87 % bis 46 % ab. Auf den gesamten Kraftwerksprozess inklusive CO_2-Abscheidung bezogen, ergibt sich eine Minderung der Treibhausgas-Emissionen von 65 % (Grundvariante) bis 75 % (Sensitivitätsfall 4 mit 20 % Methan-Emissionen). Damit nähert sich das CCS-Steinkohle-Kraftwerk den Werten des CCS-Braunkohle-Kraftwerks an, das zum Vergleich rechts im Bild dargestellt ist.

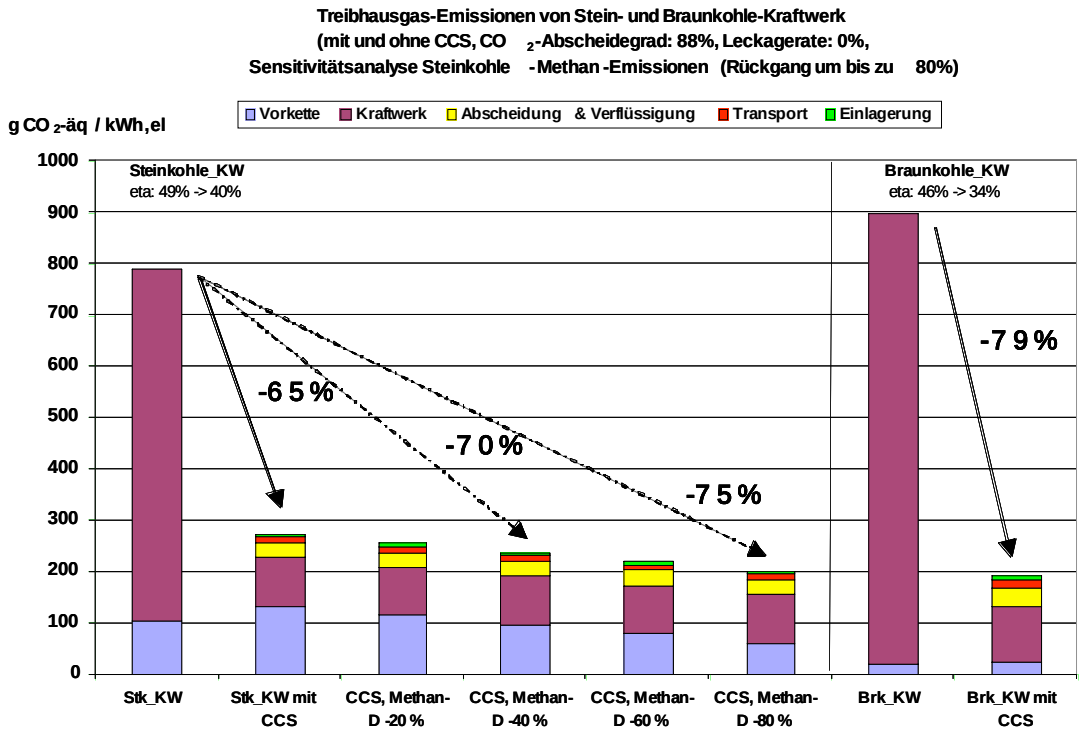


Abb. 10-23: Vergleich der Treibhausgase insgesamt bei verschiedenen Methan-Emissionen der Steinkohle-Vorkette der fossilen Referenzkraftwerke

10.8 Schlussfolgerungen Stromerzeugung

- Die von der Industrie angegebene CO_2-Minderungsrate durch Abscheidung des CO_2 bezieht sich nur auf die CO_2-Emissionen des direkten Kraftwerksbetriebes. Ein Abscheidegrad von z.B. 88 % suggeriert jedoch, dass die CO_2-Emissionen *insgesamt* auch um 88 % vermindert werden. Geht man dagegen von einer ganzheitlichen Betrachtung aus, fallen fünf Prozent der CO_2-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 CO_2-Emissionen bei einem Abscheidegrad von 88 % nicht ebenfalls um 88 %, sondern in dem Sinne nur um 72-79 % reduziert werden können. Angesichts dieser Tatsache erscheint es nicht gerechtfertigt, von „CO_2-freien“ Kraftwerken zu sprechen; treffender ist die Bezeichnung „CO_2-arm“, selbst wenn der Abscheidegrad am Kraftwerk noch weiter erhöht werden kann.
- Ebenfalls nicht berücksichtigt wird in der bisherigen Diskussion, dass nicht nur die CO_2-Emissionen, sondern generell die Treibhausgas-Emissionen reduziert werden müssen. So sieht das Kyoto-Protokoll für Deutschland eine Verminderung einer Palette von insge-

samt 6 Treibhausgasen (und nicht nur der CO_2-Emissionen) um 21 % bis zum Jahr 2012 vor. Berechnet man die Auswirkungen einer CO_2-Abscheidung auf die Treibhausgas-Emissionen, so zeigt sich, dass diese nur unterproportional reduziert werden können. Bei einem CO_2-Abscheidegrad von z.B. 88 % können die Treibhausgase nur um 65-68 % reduziert werden. Grund hierfür sind ebenfalls der erheblich höhere Primärenergieverbrauch und die mit der Rohstoffförderung und dem -transport einher gehenden 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) mit 396 g CO_2-Äquivalenten pro kWh hat nur 45 % mehr Emissionen zu verzeichnen als das schlechteste Kraftwerk mit CCS (Steinkohle-Dampfkraftwerk mit 274 g CO_2-Äquivalenten pro kWh).
- Senkt man dagegen die Methan-Emissionen bei der Steinkohle-Förderung rein rechnerisch um bis zu 80 % des heutigen Wertes ab, ergäbe dies für das Steinkohle-Kraftwerk mit CCS eine Minderung der Treibhausgas-Emissionen um 75 %, verglichen mit dem gleichen Kraftwerk ohne CCS. Der Abscheidegrad wurde dabei konstant bei 88 % gehalten. Damit nähert sich das CCS-Steinkohle-Kraftwerk den Werten des CCS-Braunkohle-Kraftwerks an, übertrifft jedoch die Treibhausgas-Emissionen des CCS-Erdgas-GuD noch um etwa 50 %.
- Von allen betrachteten fossilen Kraftwerken scheidet dabei die Sauerstoff-Verbrennung am günstigsten ab. Der Grund liegt in der fast hundertprozentigen Abtrennung des CO_2 mittels der physikalischen Abscheidung. Dadurch sind Netto-Minderungsraten der CO_2-Emissionen von 90 % und der Treibhausgas-Emissionen von 78 % möglich.
- Ingesamt erfordert die CO_2-Abscheidung je nach Verfahren einen zusätzlichen Energieverbrauch von 23 bis 40 %. 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 Erhöhung der weiteren Umweltwirkungen bei, ausgedrückt durch die verschiedenen Wirkungskategorien. Im Gegensatz zu den erhöhten CO_2-Emissionen können diese Emissionen nicht abgetrennt werden und tragen so zu einer um mehr als 40 % erhöhten Belastung durch Sommersmog, Eutrophierung und Versauerung von Böden und Gewässern, Partikelausstoß und Krebsrisiko bei. Neben dem direkten Energieverbrauch sind hieran auch andere Materialien wie die Herstellung der Lösemittel (MEA) beteiligt.
- In jedem Fall günstigere Werte als fossile Kraftwerke mit CO_2-Abscheidung weisen die betrachteten Erneuerbaren Energien auf. Solarthermisch erzeugter Strom sowie Strom aus Windkraftanlagen verursachen - inklusive Stromtransport - nur 2 bis 3 % der CO_2-Emissionen, Treibhausgase und Kumulierten Energieverbräuche der fossilen Kraftwerke. Aber auch bei den weiteren Wirkungskategorien bleiben die erneuerbaren Werte noch weit unter denjenigen der fossilen Systeme.

- Während der CO_2-Abscheideprozess selbst mit etwa 22 % 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 CO_2-Abscheidegrad erheblich mehr zu einem Absinken der spezifischen CO_2- und Treibhausgas-Emissionen beiträgt als eine Verbesserung des Aufwandes, der durch den Abscheideprozess entsteht. Unter Klimagesichtspunkten sollte in der zukünftigen Entwicklung daher größeres Augenmerk darauf gelegt werden, höhere Abscheideraten zu erreichen als die spezifischen Verbräuche beim Abscheideprozess selber noch zu verbessern.

10.9 Anlagen und Verfahren zur konventionellen Wasserstofferzeugung mit CCS

10.9.1 Referenzanlagen

Die folgende Tab. 10-14 zeigt die Grunddaten der verwendeten Referenzkraftwerke sowie ihrer Kombination mit CO_2-Rückhaltemaßnahmen. 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).

Tab. 10-14: Grunddaten der Bereitstellung von Wasserstoff aus fossilen Energieträgern sowie ihrer Kombination mit CO_2-Rückhaltung

		Erdgas-Dampfreformierung	***Kohlevergasung***
A) Ohne CO_2-Rückhaltung			
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				
		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

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 (Tab. 10-15).

Tab. 10-15: Quellen der Ökobilanzmodule zur Bereitstellung von Wasserstoff aus fossilen Energieträgern

Kraftwerkstyp	**Leistung** [MW]	**Fkt. Einheit**	**Nutzungs-grad** [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.

- **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 Nm^3/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 % ohne Nutzung des Dampfes (bzw. 81 % mit Export des Dampfes) und wird für

2020 auf 74 % fortgeschrieben. Die Anlage wurde mit einer Gutschrift für den Dampf modelliert, indem ein Erdgas-Brennwertkessel 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 % CO_2).

- **Steinkohle-IGCC**: Als Grundmodul wird das gleiche IGCC-Steinkohle-Kraftwerk wie bei der Strombilanzierung verwendet und der entsprechende Wirkungsgrad für die Wasserstoff-Erzeugung eingesetzt. Die Abtrennung des Wasserstoffs aus dem Synthesegas wurde noch nicht modelliert.

10.9.2 Vorketten

Die für die Vorketten verwendeten Ökobilanzmodule entstammen folgenden Quellen (Tab. 10-16). Bei der Dampfreformierung werden sie sowohl für die eigentliche Wasserstoffherstellung als auch für die Gutschrift mittels Erdgaskessel verwendet.

Tab. 10-16: 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

- **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 CO_2-Abscheidung

Im Gegensatz zur CO_2-Abscheidung bei Kraftwerken können bei der Produktion von Wasserstoff keine „fertigen“ Anlagenmodule verwendet und um Bausteine der CO_2-Abscheidung ergänzt werden. Stattdessen müssen die Anlagen mit CCS neu modelliert werden. Daher liegen in diesem Zwischenbericht noch keine kompletten Ökobilanzen vor. Bei der Bilanzierung wurde zunächst folgender Weg gewählt:

10.9.3.1 Kohlevergasung

Bei der Kohlevergasung wird das CO_2 vor der Erzeugung des Wasserstoffs aus einem H_2/CO_2-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 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 % angesetzt (siehe auch die Erläuterungen bei der Stromerzeugung in Kapitel 10.3.3.2).

10.9.3.2 Erdgas-Dampfreformierung

Die Erdgas-Dampfreformierung mit CO_2-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 CO_2-Abtrennung mittels chemischer Wäsche (MEA-Verfahren) integriert. Die Referenzanlage entspricht den Werten aus (Pehnt 2002) (siehe Kapitel 4.9.1). Die Anlage inklusive CO_2-Abtrennung ist in Abb. 10-24 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 abfällt. Netto verringert sich der Exportdampf um etwa die Hälfte, so dass auch die Gutschrift durch einen Erdgas-Kessel entsprechend geringer ausfällt.
- Die Netto-Abscheiderate des CO_2 beträgt 53 %, da die Abscheidung im Reformat *vor* der PSA vorgenommen wird. Es wäre auch technisch möglich, wie beim Kohlekraftwerk nahezu das gesamte CO_2 aus dem Abgas des Reformers abzutrennen, was jedoch energetisch ungünstig wäre.

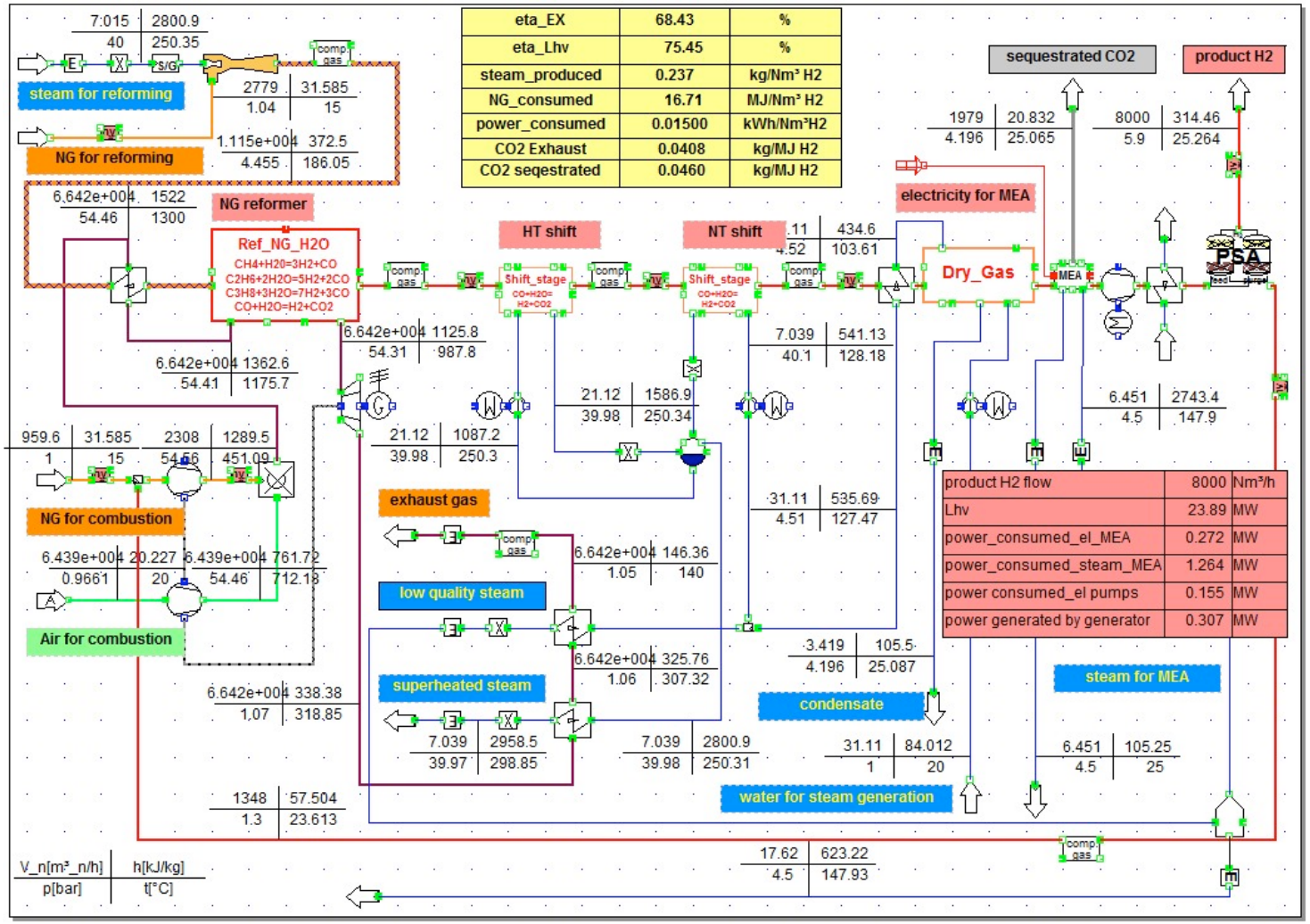


Abb. 10-24: Klassische Dampfreformierung, ergänzt um eine CO2-Abscheidung mittels chemischer Wäsche (MEA-Lösung) (Küppers 2006)

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 %. Die Anlage erreicht damit jedoch eine CO_2-Abscheiderate von netto 71 % (bei einer 99 %igen Abscheidung mittels Aminen) 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 Dampfreformierung. 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 % beim Erdgasverbrauch bedeuten. Aufgrund der hierzu laufenden Forschungsprojekte konnte das Verfahren in diesem Projekt jedoch noch nicht berücksichtigt werden.

10.9.4 CO_2-Verflüssigung

Für die Erstverdichtung auf 110 bar (und damit die Verflüssigung des CO_2) wurden - wie bei der Stromerzeugung - 110 kWh_{el} / t CO_2 angesetzt (Göttlicher 1999). Dabei wird eine mehrstufige Verdichtung ausgehend von 1 bar mit Zwischenkühlung auf 30°C angenommen.

10.9.5 Transportszenarien CO_2

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 CO_2 einer einzelnen Anlage modelliert. Dies bildet den Fall ab, dass zunächst eine Anlage gebaut würde, um das Zusammenspiel aller Komponenten studieren zu können. 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.

Tab. 10-17: Transportszenarien Wasserstoff-Technologien

Szenario	Standort CO_2-Quelle	Kraftwerkstyp und H_2-Leistung	CO_2- Mengen [Mt/a] a)	CO_2- Mengen [t/d] d)	Pipeline Land b) [km]	Pipe-Ø c) [mm]	Speicherort	In diesem Zwischenbericht
1	Ruhrgebiet	1 NG-Dampfreformierung 350 MW (ZSW)	0,44	1.198	300 + 0	200	Gasfeld onshore	ok
2	Ruhrgebiet	1 NG-Dampfreformierung 350 MW (DOW)	0,58	1.589	300 + 0	200	Gasfeld onshore	ok
3	Ruhrgebiet	1 Kohlevergasung 560 MW	2,37	6.504	300 + 0	330	Gasfeld onshore	ok

a) Umgerechnet mit 8.000 h/a

Dampfreformierung (ZSW): Nutzungsgrad 74 % -> 68 %, Abscheidegrad 53 %, CO_2-Emissionen (ohne CCS, ohne externen Strombezug) = 274 g/kWh$_{th}$ Dampfreformierung (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

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.

10.9.6 CO_2-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 % der Werte für den Transport angesetzt.

10.10 Anlagen zur Wasserstofferzeugung aus regenerativen Energieträgern

10.10.1 Referenzanlagen

Die Wasserstoff-Erzeugung aus fossilen Energiequellen wird wie bei den Kraftwerken mit Anlagen zur Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff 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 Tab. 10-18):

Tab. 10-18 Quellen der Ökobilanzmodule zur Bereitstellung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energieträgern

Kraftwerkstyp	Leistung [MW]	Fkt. Einheit	Nutzungs-grad [a] [%]	Quelle	Modulname	Zeitraum
(Alkalische) Elektrolyse	0,6 - 1,2	1 Nm^3 H_2	70	Pehnt 2002		2002
[a] bezogen auf den Heizwert						

In Pehnt 2002 wurde die Herstellung von Wasserstoff mittels alkalischer Elektrolyse (Leistung 200-400 Nm^3/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 % 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 PEFC aufgebaut sind, sowie Hochdruck-Elektrolyseure, die in Analogie zur SOFC 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 entstammen folgenden Quellen (Tab. 10-19) und wurden bereits bei der Stromerzeugung beschrieben.

Tab. 10-19: Referenzkraftwerke Erneuerbare Energien

Kraftwerk	Leistung [MW]	Fkt. Einheit	Nutzungs-grad [%]	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)

Zum Transport des in Afrika bzw. in der Nordsee erzeugten Stroms zu dem Referenzstandort „Ruhrgebiet“ mittels einer HGÜ wird wiederum 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

10.11 Einzelanalysen Wasserstofferzeugungssysteme

10.11.1 Konventionelle Anlagen

10.11.1.1 Kohlevergasung

Abb. 10-25 zeigt die Analyse der Auswirkungen der CO_2-Abtrennung bei der Wasserstofferzeugung aus Kohlevergasung auf die Treibhausgas-Emissionen und den Energieverbrauch.

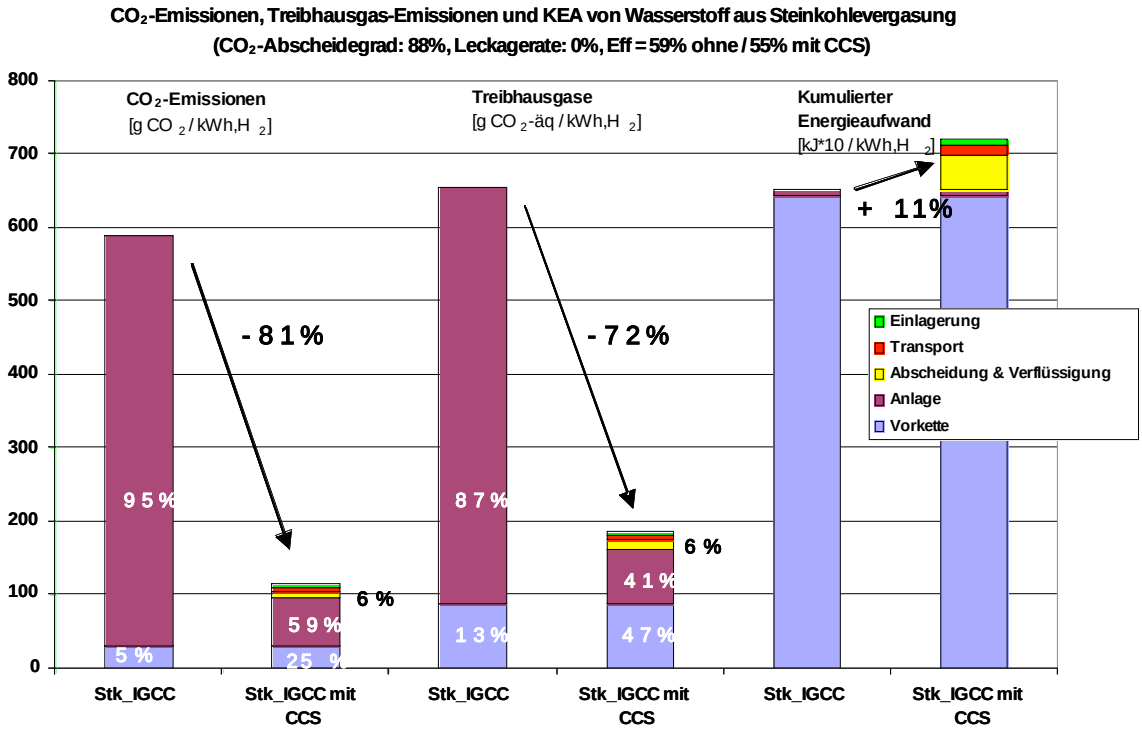


Abb. 10-25: Vergleich der CO_2-Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für die Steinkohle-Vergasung mittels IGCC ohne und mit CCS

- **CO_2-Emissionen:** Die Steinkohlevorkette trägt bei der Vergasung mittels IGCC mit 5 % zu den CO_2-Emissionen bei, während der Betrieb selber zu 95 % für die Emissionen verantwortlich ist. Insgesamt verringern sich die CO_2-Emissionen bei einem CO_2-Abscheidegrad von 88 % nur um etwa 81 %. Von den verbliebenen Emissionen sind 6 % der Abscheidung und 25 % der Vorkette zuzurechnen.
- **Treibhausgas-Emissionen**: Zusätzlich zu den CO_2-Emissionen tragen auch Methan-Emissionen zu der Vorkette bei, so dass ihr Anteil bei den Treibhausgas-Emissionen mit 13 % höher als bei den CO_2-Emissionen liegt. Insgesamt verringern sich die Treibhausgas-Emissionen durch die CO_2-Abscheidung um 72 %. Von den verbliebenen Emissionen sind wiederum 6 % der Abscheidung und 47 % 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 % an, wobei der größte Teil der Abtrennung zuzurechnen ist.

10.11.1.2 Erdgas-Dampfreformierung

Etwas anders sieht es bei den gewählten Modellen der Erdgas-Dampfreformierung aus (siehe Abb. 10-26).

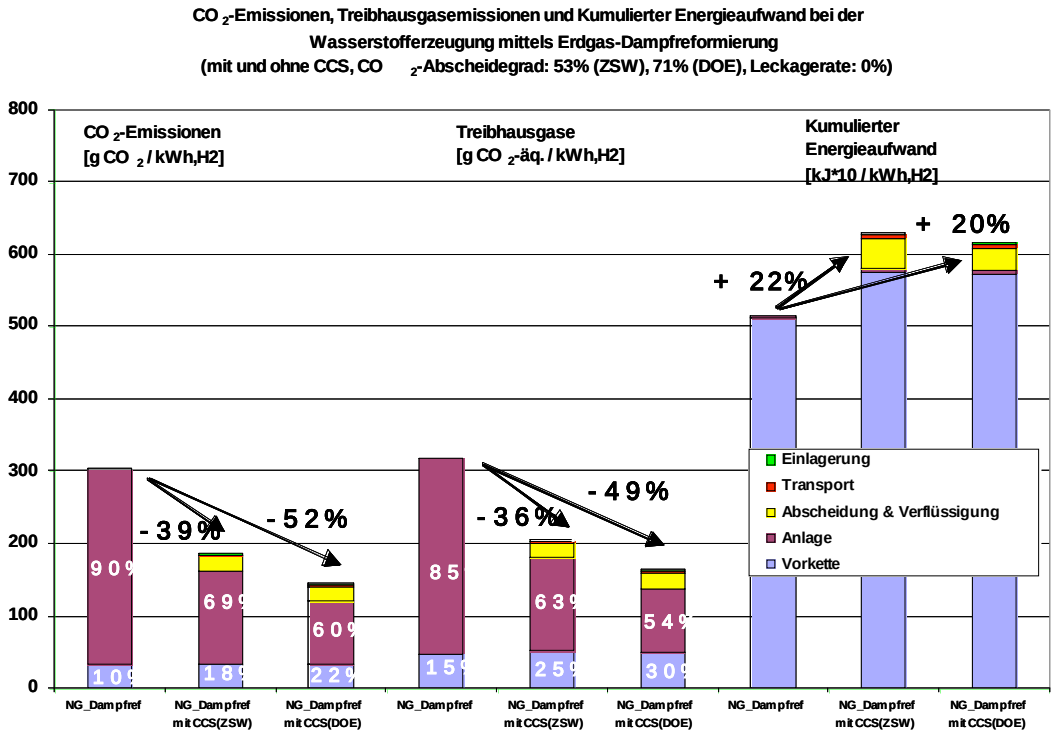


Abb. 10-26: Vergleich der CO_2-Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für die Erdgas-Dampfreformierung (ZSW- und DOE-Verfahren) ohne und mit CCS

- **CO_2-Emissionen:** Die Erdgasvorkette trägt bei der klassischen Dampfreformierung mit 10 % zu den CO_2-Emissionen bei, während mit 90 % 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 CO_2-Abscheidung gewählten Modelle, so können nur diejenigen Emissionen abgetrennt werden, die direkt an der Anlage anfallen (und effizient auch nur die CO_2-Emissionen, die im Synthesegas vorliegen). Durch den höheren Strombezug anfallende Emissionen werden nicht abgetrennt. Insgesamt verringern sich die CO_2-Emissionen bei einem Netto-CO_2-Abscheidegrad von 53 % (ZSW) nur um 39 %, bei einem Netto-CO_2-Abscheidegrad von 71 % (DOE) nur um 52 %. Von den verbliebenen Emissionen sind 11 bzw. 14 % der Abscheidung zuzurechnen. Der Anteil der Vorkette steigt auf 18 bzw. 22 % an.
- **Treibhausgas-Emissionen**: Zusätzlich zu den CO_2-Emissionen tragen auch Methan-Emissionen zu der Vorkette bei, so der Vorkettenanteil bei den Treibhausgas-Emissionen (ohne Abscheidung) mit 15 % um die Hälfte höher als bei den CO_2-Emissionen (10 %)

liegt. Insgesamt verringern sich die Treibhausgas-Emissionen durch die CO_2-Abscheideverfahren um 36 bzw. 49 %. Von den verbliebenen Emissionen sind 10 bzw. 13 % der Abscheidung zuzurechnen. Der Anteil der Vorkette steigt auf 25 bzw. 30 % an.

- **Kumulierter Energieverbrauch:** Der KEA steigt durch die CO_2-Abscheidung um 22 bzw. 20 % 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 jedoch 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 Wasserstofferzeugung dargestellt.

10.12 Vergleich der Wasserstofferzeugungssysteme

10.12.1 Treibhausgase und Kumulierter Energieaufwand

Abb. 10-27 zeigt die Gegenüberstellung der fossilen Verfahren und der Elektrolyse aus Solarthermie und Wind. Die Wasserstofferzeugung aus Steinkohle weist zwar im Referenzfall erheblich höhere CO_2-Emissionen als die Erdgas-Dampfreformierung auf, erreicht jedoch unter Anwendung der CO_2-Abtrennung mit 114 g CO_2/kWh_{H2} niedrigere Werte als beim Erdgas (186 bzw. 145 g CO_2/kWh_{H2}). Grund ist die höhere CO_2-Abscheiderate bei der Kohlevergasung.

Betrachtet man die Treibhausgase insgesamt, kann die Kohlevergasung diese Position nicht halten. Aufgrund der hohen Methan-Emissionen der Vorkette ist hier nur eine Reduktion auf 185 g CO_2-äq./kWh_{H2} möglich, während die beiden Erdgas-Verfahren 205 bzw. 164 g CO_2-äq./kWh_{H2} erreichen. 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 Wasserstofferzeugung liegen sowohl die CO_2-Emissionen als auch die Treibhausgas-Emissionen insgesamt bei 3-6 % der Werte der fossilen Pfade. Der kumulierte Energieaufwand liegt bei 3-4 % des fossilen Systems.

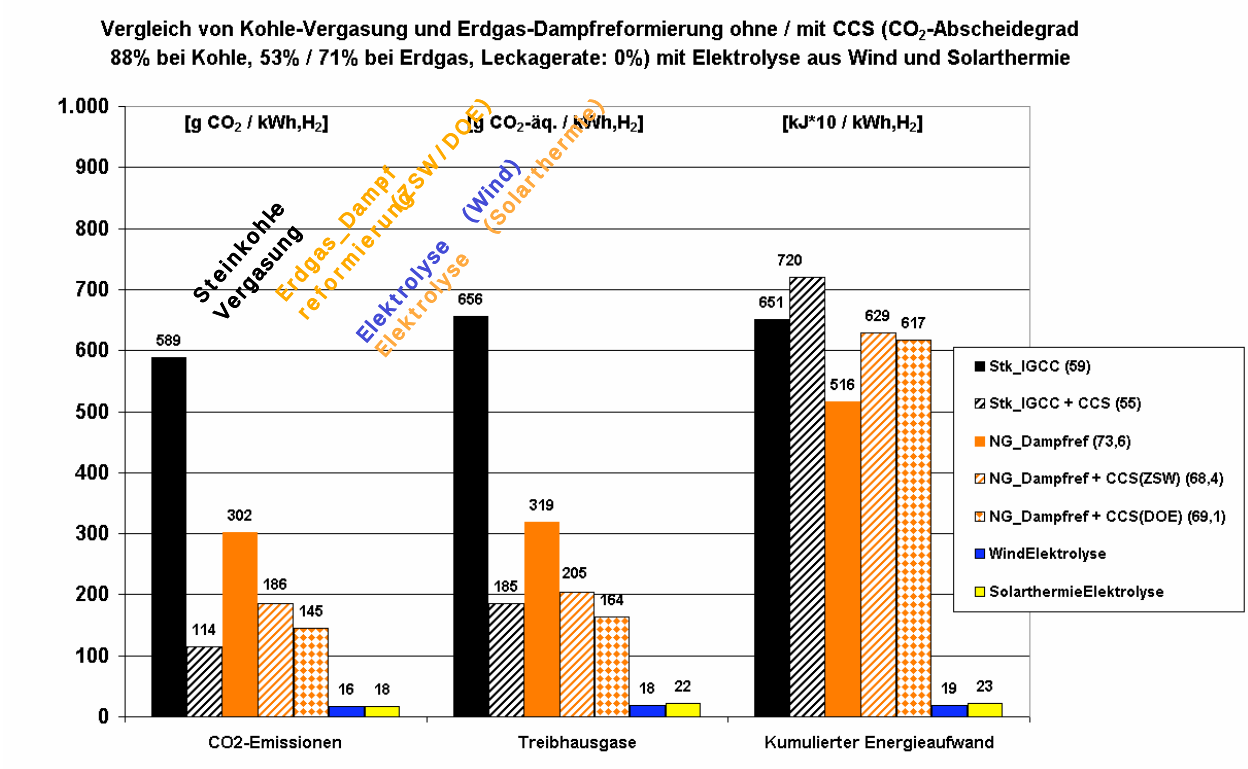


Abb. 10-27: Vergleich der *absoluten* CO_2-Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für die fossile und erneuerbare Erzeugung von Wasserstoff

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. Abb. 10-28 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 % beteiligt. Beim Solar-Pfad wirkt sich die lange Stromübertragung mittels HGÜ-Leitung ebenfalls zu etwa 10 % auf die Emissionen aus. Die relativ hohen Werte in der Kategorie Versauerung werden durch die SO_x-Emissionen bei der Stahlherstellung verursacht, die wegen des relativ hohen Verbrauchs an Stahl sowohl in Windparks als auch in solarthermischen Anlagen von Bedeutung ist.

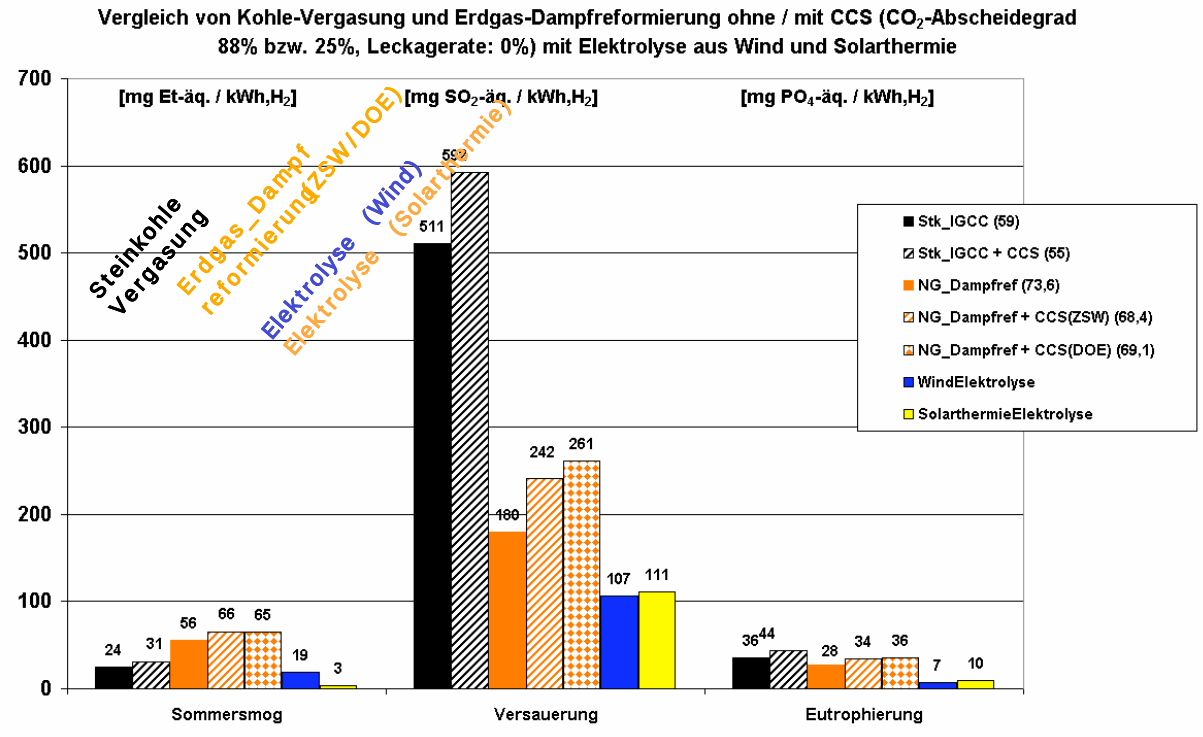


Abb. 10-28: Vergleich der Wirkungskategorien Sommersmog, Versauerung und Eutrophierung für die fossile und erneuerbare Erzeugung von Wasserstoff

10.13 Schlussfolgerungen Wasserstofferzeugung

- Ebenso wie bei den Kraftwerken kann auch beim Wasserstoff nicht von einer „CO_2-freien“ Herstellung gesprochen werden; treffender wäre die Bezeichnung „CO_2-armer“ Wasserstoff. Selbst bei einem Abscheidegrad von 88 % (Steinkohle-Vergasung) können die CO_2-Emissionen nur um 81 % reduziert werden können.
- Bei der Erdgas-Dampfreformierung sind nur Reduktionsraten von 39 bzw. 52 % (CO_2-Emissionen) sowie von 36 bzw. 49 % (Treibhausgas-Emissionen) möglich. Dies liegt daran, dass nur die CO_2-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 % bei CCS-Kohlevergasung und 25 bzw. 30 % bei CCS-Erdgas-Dampfreformierung).

Da der CO_2-Abscheideprozess selber nach den Literaturangaben insgesamt weniger zusätzlichen Energieaufwand erfordert als bei der Stromerzeugung, fällt der Anteil, der auf die Abscheidung angerechnet werden kann, geringer aus. Die Aufwendungen für Transport und Speicherung bleiben jedoch bestehen.

11 Weitere ökologische Bewertungsfaktoren für CCS

Im vorherigen Kapitel wurde eine Ökobilanz (LCA) der verschiedenen Abscheidetechniken sowie der Verflüssigung und des Transports durchgeführt. Wie gezeigt wurde, erhöhen sich insbesondere durch den hohen Energieaufwand der CO_2-Abscheidung auch die Umweltbelastungen der weiteren Wirkungskategorien wie Versauerung und Eutrophierung von Böden und Gewässern, Sommersmog oder Partikelausstoß. Im Rahmen einer Bewertung eines solchen komplexen Technikfeldes wie die CO_2-Abscheidung müssen jedoch weit mehr als die in einer Ökobilanz enthaltenen Kriterien erfasst und beurteilt werden, auf die im folgenden eingegangen werden soll.

Hintergrund der Betrachtungen ist das Selbstverständnis vieler Unternehmen, Individuen sowie der Politik und anderer Akteure in der modernen Gesellschaft, das sich zu mehr oder weniger großen Teilen aus der Sorge um den Erhalt von Natur und Umwelt speist. 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 CO_2-Sequestrierungspfade auf sehr breiter Ebene stattzufinden. Auch aufgrund der heute einflussreichen Umweltverbände wären umweltunverträgliche Lösungen ohnehin kaum durchsetzbar. Entscheidenden Einfluss hat hier auch die öffentliche Meinung, die zum Teil ja von den Umweltverbänden beeinflusst wird.

Der Aspekt der Sicherheit ist komplementär zur Ökologie zu sehen. Beziehen sich Risiken auf ökologischer Seite im hier verwendeten Sinn auf Flora und Fauna, so spricht im Gegensatz dazu die Sicherheit im Sinne von Langzeitstabilität allgemein auch die Risiken für den Menschen an. Primär kann der Begriff der Sicherheit auf konkrete Punktereignisse angewandt werden, also in Verbindung mit direkten Risiken wie z. B. durch Unfälle aufgrund plötzlicher Pipelineleckagen oder Ähnlichem. Die zweite Bedeutung des Begriffes Sicherheit ist im Sinne von Langzeitstabilität zu definieren und stellt damit ab auf die Frage, wie „sicher“ Speicheroptionen sind, also wie effizient und dauerhaft CO_2 am Speicherort verbleibt. Auf diesen Aspekt wurde bereits auch bei der Diskussion der Speicheroptionen eingegangen.

11.1 Abscheidung von CO_2

Die ökologischen Belastungen innerhalb des Abscheideschrittes wurden weitergehend innerhalb der Ökobilanz erfasst. Nicht eingegangen in die Ökobilanz ist der nicht unerhebliche Flächenbedarf, der an den jeweiligen Kraftwerksstandorten z.B. durch die Installation von CO_2-Rauchgaswäschen entsteht.

11.2 Transport von CO_2

Die denkbaren Transportwege für CO_2 erstrecken sich auf die heute üblichen Methoden bzw. Technologien: Pipeline (flüssiges CO_2), Transport per Bahn oder Lastwagen und per Schiff (flüssiges CO_2 bzw. im Spezialfall der marinen Tiefseespeicherung auch in Form von Trockeneis). Die energetischen Transportkosten sind mit denen anderer Transportgüter vergleichbar. Die Risiken beim Transport sind begrenzt. Sie sind in Tab. 11-1 zusammengefasst und werden nachfolgend diskutiert.

Tab. 11-1. Sicherheitsaspekte und Kosten für CO_2-Transport

	Sicherheit
Pipeline	Möglichkeit von Leckagen bzw. Brüchen stellt eine Gefahr für Mensch und Ökosysteme dar
Trockeneis	Geringe Gefahr z. B. bei Unfällen
Eisensulfat- oder Eisenoxidtransport per Schiff	Transport gefahrlos möglich

Transport von Trockeneis via Lastkraftwagen, Bahn oder Schiff

Die Herstellung von Trockeneis aus abgetrenntem CO_2 (zur anschließenden Tiefseespeicherung durch einfaches Abkippen in das Meer) ist ein extrem energieaufwendiger Prozess (vgl. Kap. 6). Sämtliche mit erhöhtem Energieträgereinsatz verbundenen ökologischen Auswirkungen müssten in diesem Fall in Betracht gezogen werden.

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 (Diesel der LKWs und Loks bzw. Stromherstellung für Loks) würden sowohl Ökosysteme als auch den Menschen selbst betreffen. Ein straßen- oder schienengebundener Betrieb erscheint aber ohnehin nur für die Aufbauphase einer CO_2-Infrastruktur relevant.

Die erhöhte Schadstofffreigabe von Schiffen (sie werden meist mit Schweröl betrieben) könnte bei großmaßstabsmäßiger mariner CO_2-Speicherung voraussichtlich zu messbaren Beeinträchtigungen von Ökosystemen führen. Allerdings gibt es auch hierzu bisher keine konkreten Rechnungen.

Der Transport von Trockeneis gilt als sicher. Trockeneis kann z.B. nach einem Unfall annähernd gefahrlos geborgen und wieder verladen werden.

CO_2-Pipeline

Beim Bau von Pipelines kommt es zur Beeinträchtigung umgebender Ökosysteme. Während der Nutzung würden sich Leckagen oder Brüche aufgrund der plötzlichen Mengenfreisetzung ggf. lokal schwerwiegend auf angrenzende Ökosysteme auswirken, da CO_2 in hoher Konzentration als Atemgift wirkt. Nach der Errichtung (Pipelinetrassierung) sowie in der Nachnutzungsphase ist eine Wiederherstellung der ursprünglichen Ökosysteme nicht immer möglich.

Für Pipelines bestehen verschiedene Risiken. Unfälle (z. B. Brüche) können durch Materialschwächen entstehen, aber auch durch äußere Einwirkungen. Denkbar sind in letzterem Fall Kollisionen von Fahrzeugen sowie das bewusste Zerstören von Leitungen. Beide Fälle würden zum Austritt von CO_2 führen, eine quantitative Abschätzung der Risiken kann an dieser Stelle allerdings nicht gegeben werden. Die Schäden wären wahrscheinlich jedoch gering. Außerdem sind nach heutigem Kenntnisstand und Erfahrungen bei Erdgaspipelines solche Einwirkungen eher unwahrscheinlich.

Transport von Eisensulfat oder Eisenoxid zur Ozeandüngung

Eisensulfat und Eisenoxid fallen in zahlreichen industriellen Prozessen als Nebenprodukte an. Deren Herstellung würde also keinen zusätzlichen Energieeinsatz bedeuten. Dies hängt allerdings wiederum davon ab, in welchem Maßstab es zu einer Ozeandüngung käme. Bisher kann hierüber keine Aussage gemacht werden, da die Effizienz der Ozeandüngung noch nicht ausreichend geklärt ist. 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 CO_2

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. In Aquiferen kann die Einbringung von CO_2 zur Versauerung des im Aquifer vorhandenen Wassers führen und durch seine korrosiven Eigenschaften das umliegende Gestein (vor allem Carbonate) sowie nicht entsprechend abgesicherte Bohrungsverschlüsse verändern (Ploetz 2002). Bei der Speicherung von CO_2 in tiefen Kohleflözen besteht das Risiko des Entweichens des zu fördernden Methans, welches ein erheblich höheres Treibhauspotential als CO_2 hat. Bei stillgelegten Kohlebergwerken ist aufgrund der geringen Mächtigkeit der Deckschichten (insbesondere in Deutschland), der weit verzweigten Gangsysteme mit Verbindungen zu aktiv genutzten Bereichen und teilweise „vergessenen“ Stollen das Risiko von Undichtigkeiten mit Gasaustritten in teilweise dicht besiedelten Gebieten (z. B. Ruhrgebiet) sehr hoch (Ploetz 2002). Dieser Sicherheitsaspekt der Langzeitstabilität ist auch wichtig in Bezug auf die Anerkennung von CO_2-Speicherprojekten im Rahmen des Clean Development Mechanismus (CDM) des Kyoto Protokolls (siehe auch unter V. 15. Globale Aspekte).

Betroffen von der toxischen Wirkung des CO_2 in erhöhter Konzentration wären jegliche Lebewesen (Mensch, Tier, Pflanze, Mikroorganismen) über und unter der Erdoberfläche.

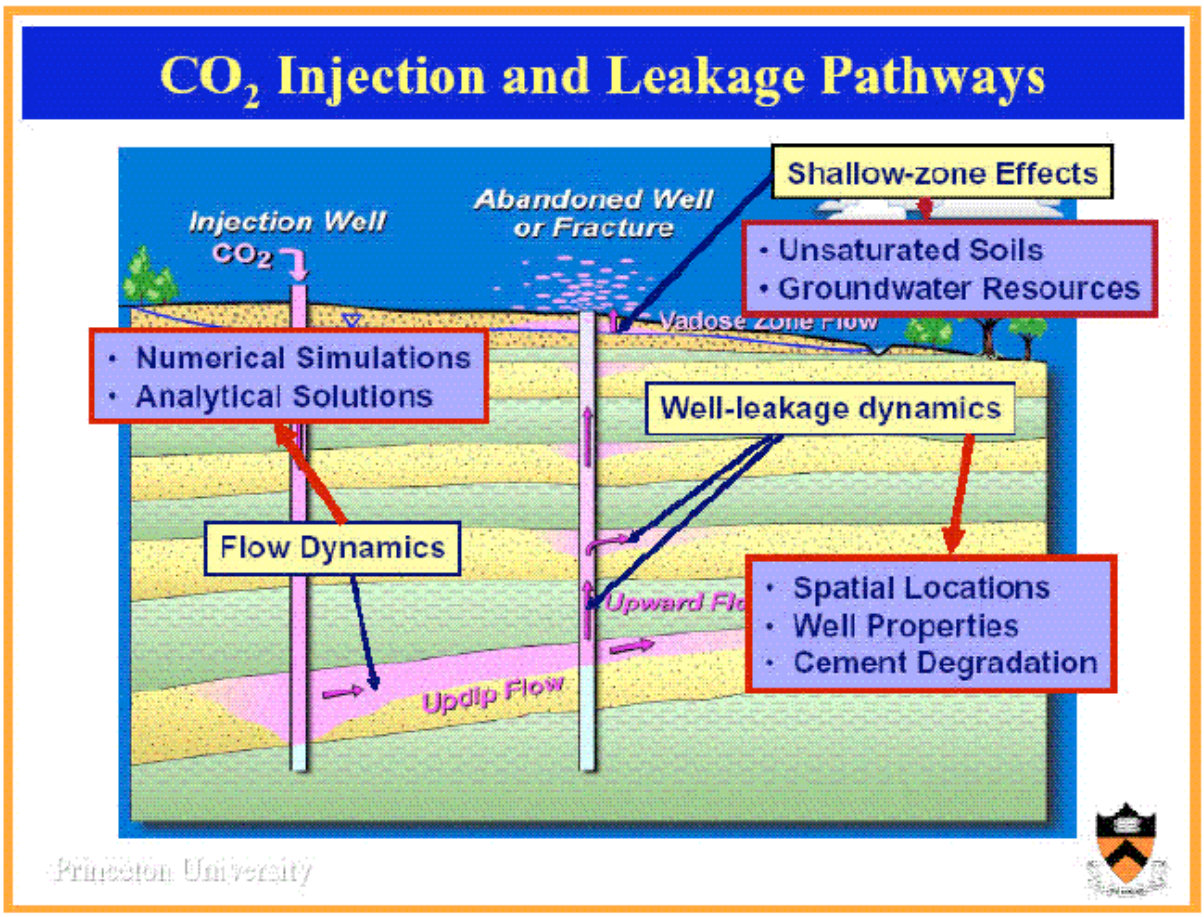


Abb. 11-1. CO_2-Injektionsbohrungen und Leckagemöglichkeiten

Quelle: Celia und Scherer, 2004

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 Gassättigung), 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). Mögliche Auswirkungen auf mikrobiotische Prozesse in den geologischen Formationen sind auch noch ungeklärt. Des weiteren führt die Einbringung von CO_2 zur Versauerung des im Aquifer vorhandenen Wassers und 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. Ausgeförderte Ölfelder bieten in Deutschland und auch in vielen anderen Ländern der Welt, nur geringe Kapazitäten im Gegensatz zu Gasfeldern,

welche auch global betrachtet große Kapazitäten aufweisen. Ökologische Restriktionen ergeben sich bei dieser Option, wie schon oben erwähnt, durch bereits vorhandene Bohrungen, die die Deckschichten durchdrungen haben und als Aufstiegsbahnen für das CO_2 dienen könnten, sollten die Abdichtungen nicht entsprechend sicher sein (May et al. 2003). Bisher gibt es noch keinen Zement, der dauerhaft einer hohen CO_2-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, welches ein erheblich höheres Treibhausgaspotential als CO_2 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 CO_2-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 CO_2 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 Kalk mit geringeren Raten in ihre Gehäuse ein. Das bedeutet, dass diese Strukturen dünner werden. Bei einer weiter fortschreitenden Versauerung kann es sogar zur Auflösung von Kalkstrukturen kommen. 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 also sehr empfindlich auf Änderungen des pH-Wertes reagieren, ist es fraglich, ob die Meeresbiota in der Lage wäre, auf eine anthropogen induzierte – also rasche – Veränderung 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). Würden diese Organismen verschwinden, werden Nahrungsketten unterbrochen oder zumindest verändert mit bisher nicht abschätzbaren Folgen.

Die Ozeanspeicherung würde nicht zu einer dauerhaften Rückhaltung des CO_2 führen. Die Lösung von CO_2 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 CO_2 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 CO_2.

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. Dimethylsuflid (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 mit 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 längerfristige 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 CO_2 (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 sehr 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 (verdrängen dadurch kleinräumige landwirtschaftliche Strukturen), da sie vor allem in Dritte-Welt-Ländern 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 CO_2-Speicherung schon vorgeschlagen, besteht die Gefahr einer Einflussnahme auf bestehende Ökosysteme mittels Gentransfer mit bisher unbekannten Auswirkungen (Umweltinstitut München 2004).

Die Speicherung von CO_2 in Bäumen ist nach menschlichen Maßstäben gerechnet lediglich eine vorübergehende Speichermöglichkeit.

Absorption an Minerale: Die Bindung von CO_2 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 CO_2 eines 1 GW Kraftwerks 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

Tab. 11-2 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 Solarthermie (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 (der jedoch von einer Versiegelung zu unterscheiden ist) die Bedingungen am Boden verändert. Der Grund liegt in einer möglichen Abschattung.

Weitere ökologische Effekte der Nutzung erneuerbarer Energien sind in Tab. 11-2 gelistet.

Tab. 11-2. Gesamtbewertung verschiedener Klimaschutzoptionen. Bewertungskriterium Ökologische Folgewirkungen

	Ökologische Folgewirkungen		
Technologie	**während Errichtung/Einführung der Technologie, kurzfristig**	**während Nutzung**	**nach Nutzung, langfristig**
CO_2-Abtrennung und -Speicherung		- 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 Treibhausgae wie Methan und N_2O, Luftschadstoffe, Stäube - erhöhter Gasbedarf: verstärkte Produktion und Pipeline-Transport erhöht die bereits vorhandenen Sicherheitsrisiken	
Abtrennverfahren		- 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 „CO_2-Entsorgung“	
Rauchgaswäsche	- der Materialaufwand ist größer, weil die Rauchgaswäsche eine Vielzahl an zusätzlichen Komponenten erfordert	- energieintensivste Art der CO_2-Abtrennung, erhöht den Energieträgerbedarf um bis zu 40 Prozent, entsprechend auch sämtliche damit verbundenen Umweltwirkungen - mögliche Folgen durch Freisetzung des Waschmittels	
IGCC Integrated Gasification Combined Cycle	- der zusätzliche Materialaufwand durch Einführung von IGCC ist bisher nicht abzuschätzen	- negative ökologische Folgen werden – vom erhöhten Energieträgerbedarf und den damit verbundenen Umweltwirkungen (siehe oben) abgesehen – nicht deutlich zahlreicher sein als bei bisherigen konventionellen Kraftwerken	
Oxyfuel-Prozess	- der zusätzliche Materialaufwand des Oxyfuel-Prozesses ist bisher nicht abzuschätzen	- ökologische Folgen für den eigentlichen Oxyfuel-Prozess sind bisher nicht abzuschätzen, da sich das Verfahren noch in Planung befindet. Es wird voraussichtlich aber – vom erhöhten Energieträgerbedarf und den damit verbundenen Umweltwirkungen (siehe oben) abgesehen – nicht deutlich mehr negative Folgen haben als bisherige konventionelle	

		Kraftwerke	
Transport		- Der Abtransport von CO_2 in jedweder Form ist energieaufwendig und erhöht deshalb die Stoffströme, der größte Aufwand entsteht dabei bei der Konditionierung des CO_2 (Verdichtung, Verflüssigung)	
Pipeline	- Eingriff in sämtliche Ökosysteme entlang der zukünftigen Trasse	- Leckagen und Unfälle (Brüche etc.) können zur Auslöschung von Ökosystemen führen	- Wiederherstellung ursprünglicher Ökosysteme entlang rückgebauter Pipelinetrassen fraglich
Trockeneis: per Schiff und/oder Schiene		- Herstellung von Trockeneis ist extrem energieaufwendig,	- Bahn: Keine, da bereits vorhandene Transportwege genutzt werden - Schiff: Zerstörung von Ökosystemen aufgrund erhöhter Schadstofffreigabe ins Wasser
Eisensulfat oder –oxid-Transport per Schiff		- Energieaufwendiger Prozess, hierdurch Belastung von Ökosystemen	- aufgrund der Zunahme des Schiffsverkehrs Zerstörung von Ökosystemen aufgrund erhöhter Schadstofffreigabe ins Wasser möglich
Speicherung			
Terrestrische Speicherungsoption			
Aufforstung	- durch Anlage von Plantagen teilweise Rodung von natürlichen Wald- und Baumbeständen	- Plantagen speichern generell weniger CO_2 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	- Aufforstung ist eher als Zwischenspeicherung mit verzögerter CO_2-Freigabe zu bewerten: später freigesetztes CO_2 trägt zum Klimawandel bei, da „Einbau“ von CO_2 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		- durch hohe Leckagegefahr können Ökosysteme stark gefährdet werden.	- durch hohe Leckagegefahr können Ökosysteme stark gefährdet werden
Tiefe (nicht abbauwürdige) Kohleflöze durch ECBM		- entweichendes und nicht aufgefangenes Methan kann den Treibhauseffekt verstärken	- dauerhafte Speicherung von CO_2 ist bisher nicht nachgewiesen
Saline Aquifere		- bei sicherer Gestaltung der Einbringung Gefahren niedrig	- Langfriststabilität von CO_2 in Aquiferen noch nicht ausreichend geklärt
Salzkavernen		- keine bekannt	- Keine, sofern Leckagen verhindert werden können
Mineralisierung	- beim Abbau der reaktionsfähigen Ausgangsprodukte Flächenverbrauch inkl. Zerstörung von Ökosystemen	- hoher Energieverbrauch des Mineralisierungvorgangs,	- Hoher Flächenverbrauch endgelagerter Mineralien verdrängt Ökosysteme
Marine Speicherungsoptionen			
Induktion von Algenblüten		- 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 Auslöschung - Meeresboden: Abbau von absinkendem Algenmaterial verbraucht Sauerstoff, dadurch Bildung O_2-armer bzw. –freier Zonen. Folge: Auslöschung von Ökosystemen	- langfristige Effekte auf Ökosysteme sind bisher nicht abzusehen
Physikalische Lösung durch Einpumpen		- 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 CO_2	- bei langfristiger Anwendung Absenkung des pH-Wertes des Meerwassers, dadurch Beeinträchtigung von Ökosystemen auf globaler Ebene
Versenkung von Trockeneis		- im Umkreis versenkter Trockeneisladungen Absterben von Lebewesen - zeitversetzte Wiederfreisetzung des CO_2	- im Umkreis versenkter Trockeneisladungen Absterben von Lebewesen
Bildung von CO_2-Seen am		- Im Bereich der Seen Absterben sämtlicher Organismen	- Im Bereich der Seen Abster-

Meeresgrund		- durch eventuelle Hangrutschungen und folgende unkontrollierte Ausbreitung von flüssigem CO_2 ausgeweitete Zerstörung ganzer Ökosysteme	ben aller Organismen - durch eventuelle Hangrutschungen und folgende unkontrollierte Ausbreitung von flüssigem CO_2 ausgeweitete Zerstörung ganzer Ökosysteme
Regenerative Energien			
Windkraft onshore	- durch Fundamentsetzung und Zuwegung lokale Veränderung der Abiotik, dadurch Änderung der natürl. Biozönose	- provoziert bei einigen Vogelarten Ausweichverhalten, dadurch Lebensraumverkleinerung - Geräuschemissionen - vereinzelt noch Schattenwurf, wird aber durch moderne Regelungstechnik weitgehend unterbunden	- keine, vollständiger Rückbau möglich
Windkraft offshore	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)		
	- in d. Bauphase lokales Absterben der benthischen Lebensgemeinschaften mit Auswirkungen auf nachgeordnete Lebensgemeinschaften - durch Fundamentierung Veränderung der Abiotik, dadurch Änderung der natürl. Biozönosen - Unterwasserschall bei Fundamentierung könnte Gehör von Meeressäugern schädigen (Grenzwerte für Schalleinträge wurden bisher nicht festgesetzt)	- provoziert Ausweichverhalten bei einigen Zugvogelarten Geräuschemissionen - mögliche positive Effekte: + beruhigte Zone von Windparks kann als Ruhe- und Aufwachszone 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)	- keine, vollständiger Rückbau möglich
Biomasse und Biogas Anbau von „Energiepflanzen“ Waldrestholz Grünschnitt Klärschlamm Gülle		- Anbau von Monokulturen reduziert die Artenvielfalt und beeinträchtigt so natürliche Regulierungsmechanismen - ggf. perspektivisch Einsatz von gentechnisch veränderten Pflanzen mit nicht vorhersehbaren Folgen - Verdrängung natürlicher Biotope - je nach Biobrennstoff und Verbrennungsprozess SO_2 und NO_x Emissionen	- 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
Wasserkraft	- gravierender Eingriff in umgebende Ökosyste-	- Laufwasserkraftwerke haben weitreichende ökologische und hydrologische Folgen: Veränderung von Abfluss- und	- abhängig von der nachenergetischen Nutzung des

a) kleine Laufwasserkraftwerke b) große Laufwasserkraftwerke c) Speicherkraftwerke	me	Sedimentregimes in Qualität, Quantität und Dynamik, vielfältige Erfahrungen im Umgang mit Folgen und Maßnahmen der Eindammung - Störung bzw. Unterbindung von Fischwanderungen und Migration des Makrozoobenthos - bei Speicherkraftwerken durch Staudämme direkter Verlust von Landflächen und ihrer Ökosysteme	Wasserkraftwerkes, Wiederherstellung der ursprünglichen Ökosysteme ist jedoch in keinem Fall mehr möglich
Solarstrahlung I: Photovoltaik auf Gebäuden auf Freiflächen	- minimale Eingriffe während der Bauphase - kumulierter Energie- und Materialbedarf je nach Zellentechnologie signifikant	- Flächenintensivität kann ökologische Lebensräume einschränken, z. B. durch Abschattung	- 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		- Flächenintensivität kann ökologische Lebensräume beeinträchtigen, z. B. durch Abschattung	- keine, vollständiger Rückbau möglich.
Geothermie I: oberflächennah	- durch Bohrungen kleinskalige Beeinträchtigung von Ökosystemen		
Geothermie II: tief	- durch Zuwegung und Bohrungen kleinskalige Beeinträchtigung von Ökosystemen	- eher gering	
Meerwassernutzung[27]		- sämtliche Systeme außer Gezeitenkraftwerk befinden sich noch im Entwicklungsstadium, eine abschließende Abschätzung ökologischer Folgen ist noch nicht möglich - Gezeitenkraftwerk: möglicherweise Beeinträchtigung von Tierwanderungen	- bisher nicht ausreichend bekannt
Energieeffizienz			
Angebotsseitige Effizienzmaßnahmen: Steigerung der Kraftwerkswirkungsgrade	- in der Regeil keine Mehrbelastungen im Vergleich zu weniger effizienten Technologien	- in der Regeil keine Mehrbelastungen im Vergleich zu weniger effizienten Technologien	- keine Mehrbelastungen im Vergleich zu weniger effizienten Technologien

[27] Gezeitenhübe, Wellenbewegungen, Strömungen, Temperaturgradienten

Nachfrageseitige Effizienzmaßnahmen: REN-Technologien auf Endverbraucherseite	- teilweise höherer Materialaufwand	- keine	- evtl. erhöhter Entsorgungsaufwand (z. B. Dämmmaterialien)