

Forschungsbericht

**Energiewirtschaftliche
Anforderungen an
neue fossil befeuerte
Kraftwerke mit
CO₂-Abscheidung im
liberalisierten
europäischen
Elektrizitätsmarkt**

Tom Kober

Energiewirtschaftliche Anforderungen an neue fossil befeuerte Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung im liberalisierten europäischen Elektrizitätsmarkt

Von der Fakultät Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart
zur Erlangung der Würde eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.) genehmigte Abhandlung

Vorgelegt von

Tom Kober

geboren in Dresden

Hauptberichter:

Prof. Dr.-Ing A. Voß

Mitberichter:

Univ.-Prof. Dr. techn. G. Scheffknecht

Tag der Einreichung:

18. Januar 2013

Tag der mündlichen Prüfung:

19. Dezember 2013

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Stuttgart

Prof. Dr.-Ing. A. Voß

Abteilung Energiewirtschaft und Systemtechnische Analysen (ESA)

Dr. rer. pol. U. Fahl

2014

ISSN 0938-1228

D 93 (Dissertation der Universität Stuttgart)

Vorwort

Die vorliegende Dissertation entstand während meiner Zeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart.

Mein Dank gilt Herrn Prof. Dr.-Ing. Alfred Voß für die Begleitung dieser Arbeit, für seine konstruktive Unterstützung und für die Übernahme des Hauptreferats. Herrn Prof. Dr. techn. Günter Scheffknecht möchte ich recht herzlich für die Übernahme des Koreferats danken.

Ebenfalls danke ich Herrn Dr. rer. pol. Ulrich Fahl und Herrn Dr.-Ing. habil. Markus Blesl für die fachliche Betreuung und kritische Durchsicht der Arbeit sowie für ihre zahlreichen hilfreichen Anregungen. Meinen Kollegen am IER, insbesondere den Kollegen des „PanEU-Teams“, Herrn Dr. David Bruchof und Herrn Dr. Ralf Kuder, sowie Herrn Dr. Steffen Wissel, danke ich für die freundschaftliche Zusammenarbeit und die fruchtbaren Diskussionen.

Ich möchte mich vor allem auch bei meiner Familie und meinen Freunden bedanken, von denen ich wertvolle Unterstützung und Zuspruch während der Dauer meiner Promotion erfahren habe.

Haarlem im März 2014

Tom Kober

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	I
Abbildungsverzeichnis	III
Tabellenverzeichnis	V
Abkürzungsverzeichnis	VII
Kurzfassung	XI
Abstract	XIV
1 Einleitung	1
1.1 Problemstellung und Zielsetzung	1
1.2 Aufbau der Arbeit	4
2 Kraftwerkstechnologien mit CO₂-Abtrennung	6
2.1 Überblick über CCS-Kraftwerkskonzepte	6
2.2 Gastrennverfahren für CCS-Kraftwerkskonzepte	7
2.3 Kraftwerke mit CO ₂ -Abscheidung nach der Verbrennung	10
2.3.1 Aminbasierte Absorptionsverfahren	10
2.3.2 Chilled Ammonia Verfahren	13
2.3.3 Carbonate Looping Verfahren	14
2.3.4 Einsatz von Membranen	15
2.4 Kraftwerke mit Abscheidung vor der Verbrennung	15
2.4.1 CCS-Kraftwerke mit integrierter Kohlevergasung	15
2.4.2 Kraftwerksprozess mit Dampfreformierung	17
2.5 Oxyfuel-Kraftwerke	18
2.5.1 Dampfkraftwerksprozess mit Sauerstoffverbrennung	19
2.5.2 Chemical Looping Verfahren	20
2.6 Bandbreiten zukünftiger Investitionskosten und Wirkungsgrade	21
2.7 Fazit - CCS-Technologien	26
3 CO₂-Transport und Lagerung in Europa	28
3.1 Potenzielle Standorte für CCS-Technologien in Europa	28
3.2 CO ₂ -Lagerstätten in Europa	31
3.3 Kosten-Potenzialkurven für CO ₂ -Transport und Speicherung	33
3.4 Fazit - CO ₂ -Transport und Speicherung	38
4 Das europäische Energiesystemmodell TIMES PanEU	40
4.1 Gesamtüberblick über das Modell	40
4.2 Modellierung des Strom- und Fernwärmeversorgungssektors	42
4.3 Modellierung von CO ₂ -Transport und Speicherung	45
4.4 Parametrische Programmierung in TIMES PanEU	48
5 Perspektiven von CCS-Kraftwerken in Europa	52
5.1 Konzeption der Szenarien	52
5.1.1 Szenarienbeschreibung	52
5.1.2 Sozioökonomische und energiewirtschaftliche Rahmenannahmen	56
5.1.3 Charakterisierung der Kraftwerkstechnologien	61

5.2	Ergebnisse der Basisszenarien	66
5.2.1	Primärenergieverbrauch	66
5.2.2	Stromverbrauch	66
5.2.3	Strombereitstellung und Stromerzeugungskapazitäten	68
5.2.4	Emissions- und kostenseitige Implikationen	73
5.3	Ergebnisse der Variantenrechnungen	78
5.3.1	Einfluss eines verstärkten Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie moderater Energieträgerpreise	79
5.3.2	Auswirkungen unterschiedlicher europäischer Treibhausgasminde- rungsziele	80
5.3.3	Einfluss unterschiedlicher Niveaus der Kernenergienutzung bei re- duziertem Ausbau der erneuerbaren Energien	85
5.4	Variation von Wirkungsgraden und Investitionskosten von CCS-Kraftwerken	87
5.4.1	Auswahl der Szenarien und Bandbreiten für die Variation von CCS- Parametern	87
5.4.2	Effekte im Stromsektor auf EU-27 Ebene	91
5.4.3	Effekte im Stromsektor auf regionaler Ebene	98
5.4.4	Anforderungsprofil für CCS-Kraftwerkstechnologien	101
5.5	Fazit - Perspektiven von CCS-Kraftwerken in Europa	106
6	Zusammenfassung und Ausblick	112
	Literaturverzeichnis	XV
	Anhang A - Allgemeine Rahmenannahmen	XXVII
	Anhang B - Überblick über die Literaturlauswertung	XXVIII
	Anhang C - CO₂-Speichergebiete in Europa	XXXI
	Anhang D - Modellierung von CO₂-Transport und Speicherung	XXXII
	Anhang E - Ergebnisse der CCS-Parametervariation	XXXIII

Abbildungsverzeichnis

1.1	Struktur der Arbeit	5
2.1	CO ₂ -Abtrennkonzeppte für Kraftwerksprozesse	7
2.2	Verfahrensschema der CO ₂ -Abtrennung nach der Verbrennung	11
2.3	Auswirkungen veränderter Prozessparameter auf Betriebsbedingungen und Kosten einer CO ₂ -Abscheideanlage mit Aminwäsche	12
2.4	Schema des Carbonate-Looping-Prozesses	14
2.5	Schematische Darstellung des IGCC-Kraftwerksprozesses	16
2.6	Schematische Darstellung des Kraftwerksprozesses mit Dampfreformierung	18
2.7	Schematische Darstellung des Oxyfuel-Kraftwerksprozesses mit Luftzerlegungsanlage	19
2.8	Schematische Darstellung des Chemical Looping Prozesses	21
2.9	Wirkungsgradverluste und Investitionsmehrkosten von CCS-Kraftwerken ggü. Kraftwerken ohne CCS	23
2.10	Durchschnittliche CO ₂ -Abtrennkosten und Bandbreiten nach CCS-Kraftwerkskonzept und Brennstoff	25
2.11	Zusammenfassung der technischen Entwicklungsmöglichkeiten von CCS-Kraftwerkstechnologien	27
3.1	Mögliche Standorte für CCS-Kraftwerke und Industrieanlagen mit CCS in Europa	28
3.2	Durchschnittliche direkte Entfernung der potenziellen CCS-Kraftwerkstandorte von den repräsentativen CO ₂ -Einspeisepunkten für ausgewählte europäische Staaten	34
3.3	Spezifische Kosten des CO ₂ -Transports in Abhängigkeit vom Massenfluss für unterschiedliche Transportentfernungen	35
3.4	Idealisierte Kosten-Potenzialkurven für CO ₂ -Transport und Speicherung für die EU-27, die Nordseeanrainerstaaten und Deutschland	37
3.5	Idealisierte Kosten-Potenzialkurven für CO ₂ -Transport und Speicherung in der EU-27+3 nach Standortklassen und Speichertypen	38
4.1	Modellierung des Stromsektors in TIMES PanEU	43
4.3	Modelltechnische Abbildung der Kosten-Potenzial-Kurven für den CO ₂ -Transport und die Speicherung am Beispiel zweier Steinkohle-CCS-Technologien und einer Aquifer- und einer Kohlenwasserstoffspeicherstätte	46
4.4	Anschlusspunkte für Nordsee-CO ₂ -Pipelinenetz und für den grenzüberschreitenden CO ₂ -Transport	47
4.5	Implementierung der Parametrischen Programmierung in TIMES	49
5.1	Entwicklung von Investitionskosten und Wirkungsgraden ausgewählter konventioneller Wärmekraftwerke ohne CO ₂ -Abtrennung	62
5.2	Entwicklung der Investitionskosten für Windkonverter und Photovoltaikanlagen	63

5.3	Durchschnittliche Vollbenutzungsstunden für Windkraftanlagen in den europäischen Staaten	64
5.4	Durchschnittliche Vollbenutzungsstunden für Photovoltaikanlagen und solarthermische Kraftwerke in ausgewählten Regionen Europas	65
5.10	Gesamte CO ₂ -Emissionen und CO ₂ -Emissionen im Umwandlungssektor und Emissionszertifikatspreise in der EU-27 in den Basisszenarien	74
5.11	Kumulierte CO ₂ -Speichermengen in der EU-27 bis 2050 in den Basisszenarien	74
5.12	Entwicklung der langfristigen Grenzkosten der Strombereitstellung in der EU-27 und in Deutschland in den Basisszenarien	79
5.13	Veränderung der Strombereitstellung in den C75-Varianten ggü. dem C75-Basisszenario in der EU-27 und in Deutschland	80
5.14	Variationsbereich für die Sensitivitätsanalyse des Treibhausgasreduktionsziels	81
5.16	Zuordnung der 4 Phasen der CCS-Nutzung zu den EU-Treibhausgasminderungszielen für den Zeitraum 2030 bis 2050	82
5.19	Verhältnis von Investitionskosten und CO ₂ -Abtrennraten von CCS-Kraftwerken ausgewählter Studien	89
5.21	Auswirkungen veränderter Investitionskosten und Wirkungsgrade von CCS-Kraftwerken auf die Gesamtstromerzeugung in der EU-27 in den Szenarien C50, EKE, C75 und EKE_32	91
5.23	Substitutionseffekte im Stromsektor der EU-27 im Variationsbereich der CCS-Kraftwerksparameter in 2030 und 2050 im Basisszenario C75	97
5.27	Einfluss der Variation der Investitionskosten und Wirkungsgrade von Kohle-KWK-Kraftwerken mit 87 %iger CO ₂ -Abscheiderate in Großbritannien und Irland in 2030 im Basisszenario C75	104
5.28	Einfluss der Variation der Investitionskosten und Wirkungsgrade auf die Stromerzeugung in Kohle-CCS-Kraftwerken mit 96 %iger CO ₂ -Abscheiderate in Deutschland in 2050 im Basisszenario C75	105
5.29	Einfluss der Variation der Investitionskosten und Wirkungsgrade auf die Stromerzeugung in Erdgas-CCS-Kraftwerken mit 87 %iger CO ₂ -Abscheiderate in Italien in 2050 im Basisszenario C75	106
C.1	CO ₂ -Speichergebiete und mögliche CO ₂ -Einspeisepunkte in Kohlenwasserstofflagerstätten in Europa	XXXI
C.2	CO ₂ -Speichergebiete und mögliche CO ₂ -Einspeisepunkte in salinen Aquifere in Europa	XXXI
D.1	Modellierung der CCS-Kette für die CO ₂ -Speicherung in Erdöllagerstätten mit verbesserter Rohölförderung (EOR)	XXXII

Tabellenverzeichnis

2.1	Gastrennverfahren für CCS-Kraftwerksprozesse	8
2.2	Bandbreiten von Investitionsmehrkosten und Wirkungsgradeinbußen von CCS-Technologien gegenüber Kraftwerken ohne CCS	24
3.1	Altersstruktur ausgewählter großer Kraftwerksstandorte in Europa	29
3.2	Maximal mögliche jährliche abgetrennte Mengen an CO ₂ auf Basis der derzeitigen Kraftwerksstruktur und der identifizierten potenziellen Standorte für CCS-Kraftwerke der öffentlichen Versorgung in Europa	30
3.3	CO ₂ -Speicherpotenziale in Europa	32
5.1	Übersicht und Definition der Basisszenarien	53
5.2	Übersicht und Definition der Varianten zu den Basisszenarien	55
5.3	Sozioökonomische und energiewirtschaftliche Rahmenannahmen für die EU-27	56
5.4	Sozioökonomische und energiewirtschaftliche Rahmenannahmen für Deutschland	57
5.5	Energieträgerpreisentwicklung frei Grenze bzw. Abbaukosten für Braunkohle	58
5.6	Ausbaupfade für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der EU-27 und in Deutschland	59
5.7	Annahmen zur Kernenergienutzung in der EU-27 in den Basisszenarien C75 und C50 und deren Varianten sowie der Variante EKE_32	60
5.8	Kosten- und Potenzialstufen für Solarstromimporte in die EU-27 aus Nordafrika	65
5.9	Kumulierte energiebedingte Systemmehrkosten für die EU-27 im Basisszenario C50 ggü. C75 sowie EKE ggü. C75	76
5.10	Kumulierte energiebedingte Systemmehrkosten für Deutschland im Basisszenario C50 ggü. C75 sowie EKE ggü. C75	77
5.11	Phasen der CCS-Nutzung in Abhängigkeit vom Treibhausgasminderungsziel in Europa	83
5.12	CCS-Technologien und Referenzkraftwerke	88
5.13	Variationsbandbreiten und sonstige Kraftwerksparameter von CCS-Kraftwerken der öffentlichen Versorgung für das Inbetriebnahmejahr 2040	88
5.14	Auswirkungen der Unsicherheiten hinsichtlich der CCS-Kraftwerksparameter auf die CCS-Stromerzeugung in der EU-27 in den Szenarien C50, EKE, C75 und EKE_32	95
5.15	Zusätzliche Strommengen aus CCS-Kraftwerken bei Steigerung der Investitionskosten und Wirkungsgrade von CCS-Kraftwerken in den europäischen Regionen in den Szenarien C50, EKE, C75 und EKE_32	99
5.16	Energiewirtschaftliches Anforderungsprofil für CCS-Kraftwerkstechnologien	109
A.1	Kennzahlen zur Währungsumrechnung und Inflationsbereinigung	XXVII

B.1	Übersicht der Ergebnisse der Literaturlauswertung zukünftiger Investitionskosten und Wirkungsgrade von CCS-Technologien	XXVIII
E.1	Wirkungsgrad- und Investitionskostenefekte bei der Variation der CCS-Kraftwerksparameter in den Szenarien C50, EKE, C75 und EKE_32 . . .	XXXIII

Abkürzungsverzeichnis

μm	Mikrometer
$^{\circ}\text{C}$	Grad Celsius
a	Jahr
bbf	Barrel
BHKW	Blockheizkraftwerk
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BoA	Braunkohlenkraftwerksblöcke mit optimierter Anlagentechnik
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
CaCO_3	Kalziumkarbonat (Kalkstein)
CaO	Kalziumoxid (Branntkalk)
CCS	Carbon dioxide Capture and Storage
CH_4	Methan
CO	Kohlenmonoxid
CO_2	Kohlendioxid
COMTES700	Component Test Facility for a 700 $^{\circ}\text{C}$ Power Plant
COORETEC	CO_2 -Reduktions-Technologien
CSP	Concentrated Solar Power
d. h.	das heißt
Dena	Deutsche Energieagentur
DKW	Dampfkraftwerk
ECBM	Enhanced Coal Bed Methan Recovery
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EFOM	Energy Flow Optimisation Model
EGR	Enhanced Gas Recovery
EJ	Exajoule
el.	elektrisch
EOR	Enhanced Oil Recovery
EPER	European Pollutant Emission Register
ern.	erneuerbarer
ETS	Emissions Trading Scheme
EU	Europäische Union
EUR	Euro
exkl.	exklusive
G	Generator
GAMS	General Algebraic Modeling System
GDX	GAMS Data Exchange
GESTCO	Geological Storage of CO_2
ggü.	gegenüber
ggf.	gegebenenfalls
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistung
GIS	Geo-Informationen-System
GJ	Gigajoule
Gt	Gigatonne
GuD	Gas- und Dampfturbinen
GW	Gigawatt
h	Stunde
H_2	Wasserstoff
H_2O	Wasser

H_u	unterer Heizwert
IEA	Internationale Energie Agentur
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
inkl.	inklusive
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
k. A.	keine Angabe
kg	Kilogramm
km	Kilometer
kW	Kilowatt
KW21	Kraftwerke des 21. Jahrhunderts
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
Lkw	Lastkraftwagen
m^2	Quadratmeter
m^3	Kubikmeter
MARKAL ...	MARKet ALlocation
max.	maximal
MDEA	Methyldiethanolamin
Me_xO_{y-1}	reduziertes Metalloxid
Me_xO_y	Metalloxid
MEA	Monoethanolamin
min.	minimal
Mio.	Million
MJ	Megajoule
MPS	Mathematical Programming System
Mrd.	Miliarde
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
N_2	Stickstoff
N_2O	Distickstoffoxid (Lachgas)
N_2O_2	Distickstoffdioxid
NMVOC	non-methane volatile organic compounds
NO_x	Stickstoffoxide
NRW	Nordrhein-Westfalen
NRWPP700 ..	NRW Power Plant 700 °C
O_2	Sauerstoff
O&M	Operation and Maintainance
p.	pro
PJ	Petajoule
Pkm	Personenkilometer
Pkw	Personenkraftwagen
PM_{10}	Feinstaub (Partikelgröße kleiner 10 μm)
$PM_{2,5}$	Feinstaub (Partikelgröße kleiner 2,5 μm)
Post-C.	Post-Combustion
ppm	parts per million
Pre-C.	Pre-Combustion
PV	Photovoltaik
REA	Rauchgasentschwefelungsanlage
SEWGS	sorption-enhanced water gas shift reaction
SO_2	Schwefeldioxid
T	Temperatur

t	Tonne
THG	Treibhausgas
TIMES	The Integrated MARKAL EFOM System
tkm	Tonnenkilometer
TWh	Terawattstunde
u. a.	unter anderem
UK	United Kingdom
US	United States
VEDA	Versatile Data Analyst
vgl.	vergleiche
Vol.	Volumen
z. B.	zum Beispiel

Kurzfassung

Vor dem Hintergrund zunehmender Bestrebungen zum Klimaschutz und einer auf Liberalisierung ausgerichteten Energieversorgung in Europa wird in der vorliegenden Arbeit die Rolle von Kraftwerken mit CO₂-Abtrennung und dem anschließenden CO₂-Transport und der Speicherung (Carbon dioxide Capture and Storage - CCS) bewertet. CCS-Kraftwerke stellen eine technische Option zur signifikanten Reduktion der CO₂-Emissionen bei der Bereitstellung elektrischer Energie auf Basis fossiler Rohstoffe dar. CCS-Technologien befinden sich derzeit im Pilot- bzw. Demonstrationsstadium, wobei hinsichtlich der zukünftigen technischen und ökonomischen Parameter dieser Anlagen gegenwärtig zum Teil erhebliche Unsicherheiten bestehen. Sowohl die erreichbaren CCS-Kraftwerksparameter als auch die energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen bestimmen, inwieweit CCS-Kraftwerke gegenüber anderen CO₂-armen bzw. CO₂-freien Stromerzeugungstechnologien wettbewerbsfähig sind und welchen Beitrag sie zur zukünftigen Strombereitstellung leisten können.

In der Untersuchung werden unter Verwendung eines modellgestützten systemanalytischen Ansatzes die wesentlichen energiewirtschaftlichen sowie energie- und klimapolitischen Einflussfaktoren und deren Auswirkungen auf die erreichbare Marktstellung von CCS-Kraftwerken im europäischen Elektrizitätsmarkt bis zum Jahr 2050 sowie deren strukturelle und kostenseitigen Implikationen auf das europäische Energiesystem untersucht. Die derzeit bestehenden Unsicherheiten in Bezug auf die erreichbaren Investitionskosten und Wirkungsgrade von CCS-Kraftwerken werden dabei explizit berücksichtigt, und es wird der Frage nach den Auswirkungen von Veränderungen dieser beiden Parameter auf die Position von CCS-Kraftwerken am Elektrizitätsmarkt nachgegangen. In der Analyse wird sowohl den Beziehungen innerhalb des Elektrizitätssektors, als auch den Wechselwirkungen mit vor- und nachgelagerten Bereichen des Energiesystems sowie länderspezifischen Besonderheiten bei der Energieversorgung in den jeweiligen europäischen Staaten Rechnung getragen. Hierzu sind insbesondere die Kosten und Potenziale für den Transport und die Speicherung des CO₂ in den jeweiligen europäischen Staaten zu zählen.

Die Ergebnisse der Untersuchung in Bezug auf die energie- und klimapolitischen Einflussgrößen zeigen, dass sich sowohl die Vorgaben zur Reduktion der Treibhausgase in Europa als auch die energiepolitischen Entscheidungen hinsichtlich der Nutzung der Kernenergie in besonderem Maße auf die Stromerzeugung in Kraftwerken mit CO₂-Abtrennung auswirken. Bei Fortführung der derzeitigen Politiken zur Nutzung der Kernenergie in den europäischen Ländern und einer starken Reduktion der Treibhausgase in Europa ist ein Anteil von CCS-Technologien an der gesamten Nettostromerzeugung in der EU-27 von knapp 20 % in 2050 erreichbar. Dies setzt die Existenz des rechtlichen Rahmens und der gesellschaftlichen Akzeptanz für den Aufbau und den Betrieb der entsprechenden Infrastruktur für den CO₂-Transport und die Speicherung voraus.

Hinsichtlich des Einflusses klimapolitischer Zielvorgaben auf die Perspektiven von CCS-Kraftwerken ist festzuhalten, dass sich eine Bandbreite für die langfristigen Treibhausgas-minderungsziele in der EU-27 zwischen ca. 65 % und 85 % in 2050 gegenüber der Kyotobasis ableiten lässt, in der CCS-Markanteile größer 15 % (2050) bezogen auf die EU-27 Nettostromerzeugung erreicht werden können. In diesem Minderungsbereich steigt bei Verschärfung des Treibhausgas-minderungszieles neben dem Emissionszertifikatspreis auch die Stromnachfrage an, was aus Substitutionseffekten auf der Verbrauchsseite von Technologien auf Basis fossiler Energieträger durch Stromanwendungen resultiert. CCS-Kraftwerke können zukünftig zur Deckung der ansteigenden Stromnachfrage beitragen sowie CO₂-intensivere Stromerzeugungstechnologien substituieren. Im Gegensatz dazu ergeben sich unter moderaten als auch

unter sehr hohen Treibhausgasminderungszielen deutlich geringere Marktanteile. Unter moderaten Treibhausgasreduktionszielen gehen aufgrund niedriger Emissionszertifikatspreise nur bedingt Anreize für die Anwendung der CCS-Technologie aus. Unter sehr starken Treibhausgasminderungsbedingungen sind niedrige Marktanteile auf die verminderte Wettbewerbsfähigkeit von CCS-Kraftwerken aufgrund der restlichen CO₂-Emissionen bei einer nicht 100 %igen Abtrennung des CO₂ aus dem Kraftwerksprozesses und der begrenzten Menge an Emissionsrechten sowie entsprechend hohen Zertifikatspreisen zurückzuführen.

In Bezug auf die Rolle der Kernenergie ist zu beobachten, dass eine Ausweitung der Nutzungsmöglichkeiten der Kernenergie zu einem Rückgang des CCS-Anteils an der Nettostromerzeugung in der EU-27 auf bis zu ca. 10 % in 2050 führt, da Kernkraftwerke im Vergleich zu CCS-Kraftwerken unabhängig vom Treibhausgasminderungsziel Strom zu geringeren Gesteuerungskosten erzeugen und damit direkt Marktanteile von CCS-Kraftwerken substituieren.

Die regionale Analyse verdeutlicht, dass CCS-Technologien besonders in den Anrainerstaaten der Nordsee Anwendung finden, was auf die im Vergleich zu anderen Regionen günstigen CO₂-Transport und Speicherbedingungen zurückgeführt werden kann. Je nach energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen werden bis zu 50 % der gesamten abgetrennten CO₂-Mengen der EU-27 in den Anrainerstaaten der Nordsee abgetrennt und gespeichert, wobei insbesondere die Speicherung in salinen Aquiferen die kostengünstigste Option darstellt.

Zur Bewertung der Unsicherheiten in Bezug auf die erreichbaren CCS-Kraftwerksparameter wurden anhand einer Literaturstudie entsprechende Wertebereiche für zukünftige Investitionskosten und Wirkungsgrade von CCS-Kraftwerken bestimmt. Diese Wertebereiche fanden in Form einer Parametervariation in der modellbasierten systemanalytischen Untersuchung Berücksichtigung. Der Wertebereich für Wirkungsgradverluste für die CO₂-Abtrennung bezogen auf den Nettowirkungsgrad der Technologien ohne CCS beträgt 6 bis 12 %-Punkte für Erdgas- und Kohletechnologien gleichermaßen. Die zusätzlichen Investitionskosten für die CO₂-Abtrennung bewegen sich für kohlegefeuerte Anlagen in einer Bandbreite zwischen 20 und 75 % und für Erdgasanlagen zwischen 30 und 100 % der Investitionskosten der entsprechenden Kraftwerkstechnologien ohne CCS.

Die Ergebnisse der Parametervariation zeigen, dass Veränderungen der CCS-Kraftwerksparameter im untersuchten Bereich in Abhängigkeit von den energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen unterschiedlich starke Zuwächse der CCS-Stromerzeugung hervorrufen. Unter günstigen Rahmenbedingungen können durch die Reduktion der Investitionskosten und die Steigerung der Wirkungsgrade von CCS-Kraftwerken im untersuchten Wertebereich zusätzliche Strommengen in CCS-Kraftwerken in der EU-27 von bis zu 360 TWh in 2050 erzeugt werden. Die geringsten Auswirkungen durch Änderungen der CCS-Kraftwerksparameter sind unter moderaten Klimazielen zu beobachten. Der Einfluss der untersuchten energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen wirkt sich im Vergleich zu den Unsicherheiten hinsichtlich der Wirkungsgrade und Investitionskosten zum Teil wesentlich stärker auf die Perspektiven von CCS-Kraftwerken am europäischen Elektrizitätsmarkt aus. Daraus lässt sich ableiten, dass es nur bedingt möglich ist, reduzierte Marktanteile aufgrund veränderter energie- und klimapolitischer Rahmenbedingungen durch Steigerungen der Wirkungsgrade und Reduktion der Investitionskosten von CCS-Technologien zu kompensieren. Durch veränderte CCS-Kraftwerksparameter werden neben einem Anstieg der Stromnachfrage vor allem Substitutionseffekte innerhalb der Strombereitstellung hervorgerufen. Generell ist zu beobachten, dass durch die Reduktion der Investitionskosten und Steigerung der Wirkungsgrade von CCS-Kraftwerken mittelfristig primär die Stromproduktion aus fossil befeuerten Kraftwerken ohne CCS substituiert wird und langfristig die Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien.

Abstract

Against the background of an increasing importance of climate change mitigation and the liberalisation of the European energy supply this study assesses the perspectives of power plants with Carbon dioxide Capture and Storage (CCS). CCS power plants represent one option to reduce CO₂ emissions of fossil energy based electricity production significantly. Today, CCS technologies are in the pilot and early demonstration phase with various uncertainties concerning their future technical and economic parameters. The perspectives of CCS power plants are determined by both the energy and climate policy framework and the achievable power plant parameters. These factors influence the competition with alternative CO₂ avoidance options in the energy system, especially with low-carbon or carbon-free electricity generation, and have impact on future stakes of CCS power plants in the European electricity market.

In this study the deployment of CCS power plants is investigated for the European electricity market until 2050 taking different energy and climate policy framework conditions into consideration. By applying an integrated model-based approach, structural changes of the whole energy system are incorporated, including their implications on costs and emissions. The study addresses uncertainties concerning future CCS power plant invest costs and efficiencies explicitly, and analyses the effects of changes of these parameters with respect to the perspectives of CCS power plants in Europe. Thereby, interdependencies on horizontal level related to competition of different technologies within the electricity sector are examined, but also vertical interdependencies resulting from effects between the upstream and energy demand sectors. In order to reflect the heterogeneity among the national energy systems in Europe, country specific particularities on technical aspects and energy policy are taken into account, such as potentials and costs of CO₂ storage, and national regulations on the use of nuclear power and renewable energy.

The results of the analysis reveal a strong influence of the stringency of the EU greenhouse gas reduction target and the policy on the use of nuclear energy on the perspectives of CCS power plants in the European electricity market. Under a regime with the continuation of today's energy policies on nuclear power and a strong greenhouse gas mitigation target for Europe a 20 % CCS share of the total EU-27 net electricity generation can be reached in 2050, presuming the existence of the legal framework and public acceptance for the corresponding CO₂ transport and storage infrastructure. CCS power plants can contribute to cover the growing electricity demand and to replace CO₂ intensive fossil fuel based electricity generation. Thereby, the growing electricity demand results from the substitution of fossil-based end use technologies by electricity applications under stringent greenhouse gas mitigation obligations. Conversely to strong climate policies, less ambitious greenhouse gas reduction targets effect less CCS penetration as a consequence of lower carbon certificate prices. But also under very strong greenhouse gas reduction targets (>85 % in 2050 compared to Kyoto base) CCS power plants face comparably low market shares due to their resulting CO₂ emissions if not 100 % of the CO₂ is captured and high carbon certificate prices. Regarding the role of nuclear power, the study shows a reduction of the EU market share of CCS power plants to about 10 % in 2050 if energy policy regulation would allow a more extensive use of nuclear energy in the EU member states compared to the current decisions on nuclear energy.

The results on regional level indicate a high importance of CCS applications in the neighbouring countries of the North Sea, since these countries are characterised by more favourable CO₂ transport and storage conditions compared to other European countries. Depending on the energy and climate policy framework up to 50 % of the total storage quantities in the EU-27 until 2050 are captured and stored in the neighbouring countries of the North Sea with

saline aquifers being the dominant storage option.

In order to assess the uncertainties related to future invest costs and efficiencies of CCS power plants a variation of the corresponding parameters has been performed. The range for the parameter variation is based on a literature study and has been determined for the efficiency loss of the CCS power plants compared to the reference technology without CO₂ capture between 6 % points and 12 % points for both coal and natural gas technologies. The range of additional invest cost for CO₂ capture is for coal power plants between 20 and 75 % of the costs of the coal technology without CCS and for natural gas between 30 and 100 % respectively.

From the results of the parameter variation can be concluded, that changes of these parameters effect different strong impacts on the market share of CCS power plants depending on the energy and climate policy framework. Under the most favourable conditions for CCS technologies the decrease of efficiency loss as well as of the invest costs leads to additional 360 TWh of the CCS-based electricity generation in 2050, which increases the share of CCS power plants of total net electricity generation in the EU-27 to 27 %. Only few impacts from changes of the CCS power plant parameters can be observed under moderate climate targets. Comparing the influence of different policy frameworks analysed in this study with the influences of the variation of the technical and economic CCS power plant parameters shows, that uncertainties concerning energy policy measures can have a stronger influence on the perspectives of CCS in Europe than uncertainties regarding invest costs and efficiencies. For certain market conditions this also means, that reduced market perspectives of CCS technologies, which might happen due to changes of the energy policy framework, cannot entirely be offset by increasing the efficiencies and reducing the invest costs of CCS power plants.

Changes of CCS power plant parameters impact both an increase of the electricity demand and the substitution of alternative generation technologies. In the mid-term, mainly fossil-based electricity generation without CCS is substituted as result of reductions of invest costs and increases of efficiencies of CCS power plants, and in the long-run mainly the electricity generation from renewable energy.

1 Einleitung

Die europäische Energieversorgung und vor allem die Elektrizitätswirtschaft befindet sich in einem Transformationsprozess, welcher durch die Liberalisierung der Energiemärkte, die Bestrebungen zum Klimaschutz und Fragen der Versorgungssicherheit gekennzeichnet ist. Insbesondere die Klimaschutzbemühungen erfuhren in der jüngeren Vergangenheit eine verstärkte Aufmerksamkeit, gekoppelt mit der Einführung des Europäischen Handelssystems für Treibhausgasemissionszertifikate und mit dem 4. Sachstandsbericht des IPCC zu den Ursachen und Folgen des Klimawandels (IPCC 2007). So haben sich die Mitgliedsstaaten der EU dazu bekannt, den Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur auf weniger als 2°C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen und entsprechende Maßnahmen zu einer langfristigen Stabilisierung der Treibhausgaskonzentration in der Atmosphäre auf etwa 450 ppm CO₂-Äquivalent zu ergreifen (Europäische Kommission 2007a). Die Bestrebungen zum Klimaschutz finden sich dabei im Zieldreieck der europäischen Energiepolitik wieder, welches durch die drei Säulen Umweltverträglichkeit (im Sinne einer möglichst schonenden Ressourcennutzung), Versorgungssicherheit (Sicherstellung eines zu jedem Zeitpunkt ausreichenden Angebots an Energieträgern) und Wirtschaftlichkeit (Gewährleistung einer effizienten Energiebereitstellung und -nutzung zu wettbewerblichen Preisen) aufgespannt wird (Europäische Kommission 2006). Für den europäischen Elektrizitätssektor stellt sich die Frage, welche Implikationen die Bestrebungen zum Klimaschutz hervorrufen und welchen Beitrag die Elektrizitätswirtschaft zur Erreichung der Klimaziele unter Berücksichtigung des energiepolitischen Zieldreiecks leisten kann.

1.1 Problemstellung und Zielsetzung

Für die Sicherstellung der zukünftigen Elektrizitätsversorgung unter verschärften klimapolitischen Rahmenbedingungen stehen unterschiedliche technische Optionen zur Verfügung. Für die Elektrizitätserzeugung auf Basis fossiler Energieträger stellen Kraftwerke mit CO₂-Abtrennung, der anschließende Transport und die Lagerung des CO₂ (Carbon dioxide Capture and Storage - CCS) die wichtigste Technologiegruppe dar, mit der sich die Treibhausgasemissionen signifikant reduzieren lassen. CCS-Technologien befinden sich derzeit im Pilot- bzw. frühen Demonstrationsstadium. Mit einer kommerziellen Verfügbarkeit ist erst ab 2020/2025 zu rechnen (ZEP 2010). Ziel aktueller Forschungsvorhaben ist die Demonstration der großtechnischen Machbarkeit von CCS-Technologien und Erfahrungen beim Bau und Betrieb dieser Anlagen zu gewinnen sowie die technische und ökonomische Realisierbarkeit zu überprüfen. Hierbei sind die CCS-Kraftwerksprojekte hervorzuheben, welche im Rahmen des *European Energy Programme for Recovery* gefördert werden sollen (European Commission 2009). Entsprechend des frühen Entwicklungsstadiums von CCS-Technologien bestehen gegenwärtig zum Teil erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich erreichbarer technischer und ökonomischer Kenngrößen von CCS-Kraftwerkstechnologien. Da die Anwendungsmöglichkeiten von CCS-Technologien von der Verfügbarkeit geeigneter geologischer Gesteinsformationen für die Lagerung des CO₂ sowie dem Aufbau einer entsprechenden Infrastruktur für den CO₂-Transport abhängig sind, ergeben sich verschiedene Ausgangssituationen in den europäischen Staaten.

Mit der Umsetzung der EU-Binnenmarkttrichtlinie (Europäische Kommission 2007b) wurde der gesetzliche Rahmen für einen integrierten europäischen Elektrizitätsmarkt geschaffen, in dem sich die Marktteilnehmer und damit auch die unterschiedlichen technischen Optionen zur Strombereitstellung in einem europäischen Wettbewerbsumfeld wiederfinden. Die nationalen Märkte sind über das europäische Elektrizitätsübertragungsnetz aber auch über das europäische Handelssystem für Emissionszertifikate (EU-ETS) miteinander verbunden. In Abhängigkeit von länderspezifischen Besonderheiten bei der Strombereitstellung und beim

Stromverbrauch ergibt sich die Möglichkeit des zwischenstaatlichen Strom- bzw. Zertifikatsaustausches. Stromimporte stellen in diesem Fall eine zusätzliche Bereitstellungsoption zur inländischen Erzeugung dar bzw. Stromexporte eine zusätzliche Nachfrageoption zum inländischen Verbrauch. Demgegenüber steht die Möglichkeit des Verkaufs von Emissionszertifikaten bei entsprechenden Potenzialen für die inländische Treibhausgasreduktion. Die länderspezifischen Besonderheiten können geografischen Ursprungs sein, wie die Windstromerzeugung in Abhängigkeit von Standort und Winddargebot oder die Verfügbarkeit von CO₂-Transportmöglichkeiten und Lagerstätten. Sie können jedoch auch energiepolitisch determiniert sein, wie beispielsweise durch unterschiedliche rechtliche Rahmenbedingungen für die Kernenergieerzeugung in den europäischen Ländern. Somit ergeben sich regional unterschiedliche Potenziale und Marktsituationen für die Anwendung von CCS-Technologien sowie national verschiedene Substitutionsmöglichkeiten im Elektrizitätssektor.

Neben den Substitutionsmöglichkeiten innerhalb des Elektrizitätssektors können die Marktchancen von CCS-Kraftwerken vor allem bei der Existenz sektorübergreifender Mechanismen, wie dem EU-ETS, zusätzlich auch durch intersektorale Substitutionseffekte beeinflusst werden. Diese basieren auf den engen Verflechtungen und den Wechselwirkungen innerhalb und zwischen den Erzeugungs- und Verbrauchssektoren und werden beispielsweise durch Strompreis- und Emissionszertifikatspreiseffekte hervorgerufen. Die regionalen sowie inter- und intrasektoralen Zusammenhänge stellen für Europa ein komplexes System dar, in dem eine Vielzahl möglicher Energiebereitstellungs- und Umwandlungspfade denkbar ist. Die jeweiligen nationalen Märkte können dabei nur bedingt isoliert betrachtet werden, sondern vielmehr sind deren Interaktionen mit in Betracht zu ziehen. Um die zukünftige Bedeutung von CCS-Kraftwerken in diesem komplexen System analysieren zu können, empfiehlt sich die modellgestützte Vorgehensweise unter Verwendung eines europäischen Energiesystemmodells. Die Anwendung eines solchen analytischen, kostenbasierten Optimierungsansatzes ermöglicht unter Berücksichtigung technischer Restriktionen sowie energie- und klimapolitischer Vorgaben die Bewertung und den Vergleich von einzelnen Technologien aber auch von gesamten Technologiepfaden, so dass strukturelle und kostenseitige Implikationen im Systemzusammenhang untersucht werden können.

Welche Rolle CCS-Technologien in Zukunft im europäischen Elektrizitätsmarkt spielen, hängt von unterschiedlichen Einflussgrößen und damit der Wettbewerbssituation gegenüber konkurrierenden Stromerzeugungstechnologien bzw. Treibhausgasvermeidungsmaßnahmen ab. Diese Einflussgrößen sind einerseits den energiewirtschaftlichen sowie energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen geschuldet und andererseits durch die erreichbaren Anlagenparameter von CCS-Kraftwerken, wie Investitionskosten und Wirkungsgraden bestimmt. Unterschiedliche Einflussfaktoren auf die Marktstellung von CCS-Technologien wurden bereits in den vergangenen Jahren im nationalen energiewirtschaftlichen Kontext z. B. durch van den Broek u. a. (2010) und Viebahn u. a. (2010) untersucht bzw. auch auf europäischer Elektrizitätsversorgungsebene durch Odenberger u. a. (2011). Eine Untersuchung der verschiedenen Einflussgrößen und insbesondere die Kombination energiewirtschaftlicher und anlagentechnischer Einflussgrößen im integrierten Systemzusammenhang für das europäische Energiesystem wurde bislang nicht durchgeführt.

Ziel der Arbeit ist die quantitative systemanalytische Untersuchung der Rolle von CCS-Kraftwerken im europäischen Elektrizitätsmarkt bis zum Jahr 2050 unter Berücksichtigung unterschiedlicher energie- und klimapolitischer Rahmenbedingungen sowie derzeitig bestehender Unsicherheiten hinsichtlich der erreichbaren Investitionskosten und Wirkungsgrade von CCS-Kraftwerken. Dabei ist Effekten innerhalb des Elektrizitätssektors, als auch Wechselwirkungen mit vor- und nachgelagerten Bereichen des Energiesystems sowie länderspezifischen

Besonderheiten bei der Energieversorgung in den jeweiligen europäischen Staaten Rechnung zu tragen. Aufbauend auf einem europäischen Energiesystemmodell sind entsprechende Modellerweiterungen um relevante CCS-Kraftwerkstechnologien und Konkurrenztechnologien, als auch die Entwicklung von Modellstrukturen notwendig, um eine adäquate Abbildung der gesamten CCS-Kette auf Länderebene zu ermöglichen. Um die Unsicherheiten in Bezug auf Wirkungsgrade und Investitionskosten von CCS-Kraftwerken in die systemanalytische Untersuchung zu integrieren und die Auswirkungen von Veränderungen dieser Parameter auf die Entwicklungsmöglichkeiten von CCS-Kraftwerken am Elektrizitätsmarkt zu bewerten, wird für das Modell eine Methode entwickelt mit Hilfe derer die Sensitivität der Ergebnisse gegenüber den variierten Eingangsparametern festgestellt werden kann. Die Variation von Wirkungsgraden und Investitionskosten von CCS-Kraftwerken zeigt auf, wie sich CCS-Marktanteile in Abhängigkeit von den jeweiligen Anlagenparametern verändern und gibt darüber Aufschluss, inwieweit durch Verbesserung dieser Kraftwerksparameter veränderten energiewirtschaftlichen sowie energie- und klimapolitischer Rahmenbedingungen entgegengewirkt werden kann. Die Parametervariation ermöglicht damit die Ableitung eines energiewirtschaftlichen Anforderungsprofils für CCS-Kraftwerke im europäischen Elektrizitätsmarkt.

In der Untersuchung sind regionale Anwendungsmöglichkeiten von Kraftwerkstechnologien mit CO₂-Abscheidung ebenso zu berücksichtigen, wie Substitutionseffekte im Elektrizitätssektor und stromnachfrageseitige Effekte, welche als Konsequenz von Wechselwirkungen zwischen den Sektoren im Energiesystem auftreten. Die energiewirtschaftliche Vernetzung von CCS-Kraftwerken in vertikaler Richtung ergibt sich aus den Anwendungsmöglichkeiten für alternative CO₂-arme bzw. CO₂-freie Stromerzeugungstechnologien, wie beispielsweise Technologien zu Nutzung erneuerbarer Energien und der Kernenergie, welche zum Teil von energiepolitischen Entscheidungen abhängig sind. Durch den Stromaußenhandel nimmt der Vernetzungsgrad zu und führt zu veränderten Wettbewerbssituationen für CCS-Kraftwerke. In horizontaler Richtung ist die Verkettung der unterschiedlichen Stufen von der Primärenergiebereitstellung bis zur Bereitstellung der Nutzenergie einzubeziehen. Eine solche integrierte Betrachtung ermöglicht die Untersuchung von Wechselwirkungen im gesamten Energiesystem über alle Prozessstufen. Zum Beispiel entscheidet die Struktur der Strombereitstellung und damit deren CO₂-Intensität maßgeblich, ob die Substitution einer Umwandlungstechnologie auf Basis fossiler Energieträger durch eine Stromanwendung zur Bereitstellung einer Energiedienstleistung effektiv zu einer Reduktion der CO₂-Emissionen beiträgt, oder nicht.

Um den Anforderungen der Untersuchung nach der Beurteilung der Unsicherheiten hinsichtlich erreichbarer Investitionskosten und Wirkungsgrade von CCS-Kraftwerken sowie den regionalen Aspekten beim CO₂-Transport und der Lagerung gerecht zu werden, geht der modellgestützten Analyse die Erhebung der notwendigen Datenbasis und die Charakterisierung der Technologien und Prozessschritte der CCS-Kette anhand einer Literaturlauswertung voraus. Zur Quantifizierung zukünftiger CCS-Kraftwerkstechnologien werden die technischen und ökonomischen Entwicklungsmöglichkeiten analysiert, wobei die unterschiedlichen Konzepte und Verfahren zur Abscheidung von CO₂ aus Kraftwerksprozessen Berücksichtigung finden. Da gegenwärtig eine Vielzahl von CO₂-Abtrennverfahren und CO₂-Anlagenkonzepten diskutiert wird und diese Gegenstand aktueller Forschungsprojekte sind, ergibt sich eine große Spannbreite für die erreichbaren CCS-Kraftwerksparameter. Entsprechend dient die Literaturlauswertung zur Abschätzung der Unsicherheiten hinsichtlich zukünftiger CCS-Kraftwerksparameter und ist die Basis für die Bestimmung der Wertebereiche für die Investitionskosten und Wirkungsgrade von CCS-Kraftwerken, welche zur Parametervariation in die systemanalytische Untersuchung einfließen. Zur differenzierten Abbildung der regionalen Anwendungsmöglichkeiten von CCS-Technologien, werden anhand verfügbarer Daten die Potenziale und Kosten des Transports und der Lagerung von CO₂ in den europäischen Staaten abgeleitet.

Diese sind von der Art und Aufnahmekapazität der Speicher und deren Entfernungen von den Kraftwerksstandorten sowie den Transportmengen abhängig. Die gegenwärtige Kraftwerksstruktur zeigt hinsichtlich der eingesetzten Energieträger und der Standortgrößen deutliche Unterschiede zwischen den europäischen Staaten. Unterschiedliche Kraftwerksstrukturen bedingen regional verschiedene Transportinfrastrukturen, woraus sich folglich länderspezifische Kosten für den CO₂-Transport ergeben. Gleichwohl stellt für ausgewählte Regionen in Europa der grenzüberschreitende Transport des CO₂ und die Speicherung in ausländischen Speichergebieten eine Alternative zur Nutzung der inländischen Lagerstätten dar. Diese Potenzialanalyse auf Länderebene, als auch die Technikanalyse für CCS-Kraftwerke bilden somit die Grundlage für die Untersuchung der CCS-Kraftwerkstechnologien im europäischen Energiesystem und ermöglichen die Berücksichtigung von regionalen Aspekten des CO₂-Transports und der Lagerung sowie von Unsicherheiten in Bezug auf erreichbare Investitionskosten und Wirkungsgrade von CCS-Kraftwerken in der systemanalytischen Untersuchung.

1.2 Aufbau der Arbeit

Die Untersuchung gliedert sich in drei Teilgebiete (Abbildung 1.1). Diese umfassen erstens die Erarbeitung der Datengrundlagen zu CO₂-Abtrennung, Transport und Speicherung, zweitens die modelltechnische Abbildung der CCS-Infrastruktur und drittens die Modellierung der Unsicherheiten hinsichtlich erreichbarer CCS-Kraftwerksparameter sowie die Durchführung der modellgestützten Analyse der Anforderungen an CCS-Kraftwerke.

Nach der in Kapitel 1 gegebenen thematischen Einführung werden in Kapitel 2 die Ergebnisse der Technikanalyse dargestellt. Basierend auf der Auswertung entsprechender Literatur werden die unterschiedlichen CCS-Kraftwerkskonzepte zur Stromerzeugung charakterisiert und gegenübergestellt und sowohl technische Kenngrößen, wie Wirkungsgrade und CO₂-Abscheideraten als auch ökonomische Parameter, wie Investitionskosten von CCS-Kraftwerken herausgearbeitet. Um die gegenwärtigen Unsicherheiten hinsichtlich zukünftiger CCS-Kraftwerksparameter widerzuspiegeln, werden anhand der Literaturlauswertung Wertebereiche für die Investitionskosten und Wirkungsgrade quantifiziert, welche nachfolgend in der modellbasierten Untersuchung (Kapitel 5) Verwendung finden.

In Kapitel 3 wird auf die länderspezifischen Besonderheiten beim CO₂-Transport und bei der Lagerung eingegangen. Mittels einer Analyse potenzieller CO₂-Lagerstätten und möglicher Standorte für die CO₂-Abtrennung erfolgt die Berechnung der Transportentfernungen und darauf aufbauend, in Abhängigkeit von den maximalen Transportmengen je Standort, die Berechnung der Transportkosten für die entsprechenden Emissionsquellen-Speicher-Verbindungen. Für die potenziellen Lagerstätten werden die Kosten der Einlagerung bestimmt, die bei entsprechender Verfügbarkeit der Daten auf lagerstättenspezifischen Kenngrößen basieren. Aus beiden Kostenbestandteilen werden anschließend die Kosten-Potenzial-Kurven für den CO₂-Transport und die Lagerung für die europäischen Staaten abgeleitet, welche ebenfalls in die modellbasierte Untersuchung einfließen.

Die Beschreibung des Modellierungsansatzes befindet sich in Kapitel 4. Beginnend mit einem Modellüberblick über das europäische Energiesystemmodell TIMES PanEU und der Beschreibung der Abbildung der öffentlichen Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung, wird anschließend auf die modelltechnische Abbildung der Infrastruktur für den CO₂-Transport und die Lagerung eingegangen. Neben der Umsetzung der länderspezifischen Potenziale für CO₂-Transport und Lagerung im Modell wird die Implementierung des grenzüberschreitenden Transports und der CO₂-Lagerung im Ausland beschrieben. Im letzten Teil dieses Kapitels

wird die Parametrische Programmierung als ein erweitertes Verfahren zur Analyse der Sensitivität der Modellergebnisse gegenüber den Inputparametern vorgestellt. Mit Hilfe dieses Verfahrens werden die Unsicherheiten hinsichtlich der erreichbaren Wirkungsgrade und Investitionskosten von CCS-Kraftwerken untersucht.

Unter Verwendung des in Kapitel 4 vorgestellten Modellierungsansatzes erfolgt in Kapitel 5 die quantitative Analyse der Perspektiven von CCS-Kraftwerken im europäischen Elektrizitätsmarkt. Zunächst werden die sozio-ökonomischen und energiewirtschaftlichen Rahmenannahmen sowie technische und ökonomische Charakteristika ausgewählter Stromerzeugungstechnologien vorgestellt. Die nachfolgende modellgestützte Analyse gliedert sich in zwei Teile. Im ersten Teil werden unterschiedliche energiewirtschaftliche sowie energie- und klimapolitische Rahmenbedingungen und deren Auswirkung auf die Marktstellung von CCS-Kraftwerken in Form von Szenarioanalysen untersucht. Dabei stehen insbesondere unterschiedlich starke Treibhausgasminderungsziele für Europa, veränderte Energieträgerpreinsniveaus, Veränderungen bei der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien und die Rolle der Kernenergie im Fokus. Im Interesse der Untersuchung stehen Substitutionseffekte zwischen CCS-Kraftwerken und alternativen Elektrizitätserzeugungstechnologien sowie intersektorale Effekte bei der Elektrizitätsversorgung. Außerdem werden regionale Veränderungen in der Struktur der Elektrizitätsbereitstellung und insbesondere die Bedeutung von CCS-Technologien in den europäischen Regionen analysiert. Im zweiten Teil erfolgt die Variation von Wirkungsgraden und Investitionskosten von CCS-Kraftwerken, um die Auswirkungen veränderter CCS-Anlagenparameter auf die Marktstellung der CCS-Kraftwerke zu bewerten. Die Parametervariation deckt die in Kapitel 2 bestimmten Unsicherheitsbereiche ab und gibt Antwort auf die Frage, wie sich die zukünftige Marktstellung der CCS-Kraftwerke in Abhängigkeit von den erreichbaren Investitionskosten und Wirkungsgraden verändert.

In Kapitel 6 werden die Schlussfolgerungen hinsichtlich der energiewirtschaftlichen Anforderungen an neue fossil befeuerte Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung im liberalisierten europäischen Elektrizitätsmarkt zusammengefasst und ein Ausblick auf zukünftigen Forschungsbedarf gegeben.

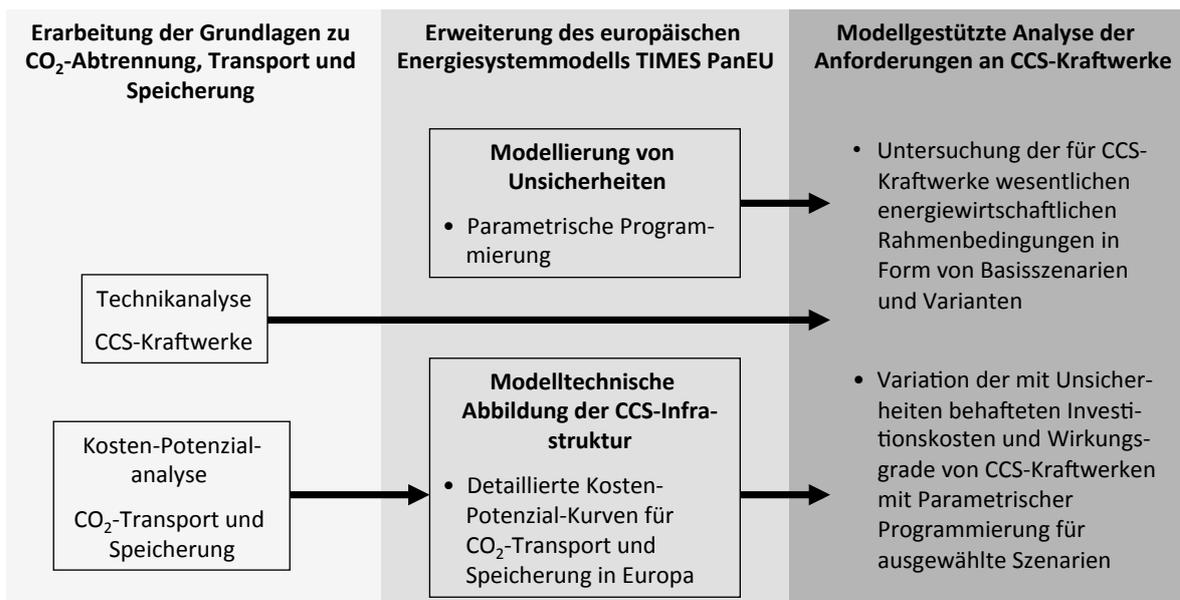


Abbildung 1.1: Struktur der Arbeit

2 Kraftwerkstechnologien mit CO₂-Abtrennung

Ausgehend von der derzeitigen Nutzung fossiler Energieträger zur Stromerzeugung in Europa stellt sich die Frage, mit welchen Technologien Kohle und Erdgas auch zukünftig unter der Prämisse stark reduzierter Treibhausgasemissionen zur Stromerzeugung eingesetzt werden können. Kraftwerkstechnologien mit CO₂-Abtrennung stellen die Technologiegruppe dar, mit der zukünftig die spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung auf Basis fossiler Rohstoffe signifikant reduziert werden könnten. Derzeitig befinden sich CCS-Technologien im Pilot- bzw. Demonstrationsstadium und eine kommerzielle Etablierung ist frühestens 2020 bis 2025 zu erwarten (ZEP 2010). Neben dem Kraftwerkssektor können Verfahren zur CO₂-Abscheidung auch für industrielle Prozesse Anwendung finden, welche allerdings im Rahmen dieser Arbeit nicht untersucht werden.

Ziel dieses Kapitels ist es, einen Überblick über die wesentlichen Konzepte und Verfahren zur CO₂-Abtrennung an fossil befeuerten Kraftwerken zu geben und technische Entwicklungsmöglichkeiten basierend auf der Analyse entsprechender Literatur (vgl. Anhang B, Tabelle B.1 auf Seite XXVIII) aufzuzeigen. Da es sich bei Kraftwerken mit CO₂-Abtrennung um Technologien handelt, die sich in einem frühen Entwicklungsstadium befinden, bestehen Unsicherheiten hinsichtlich der erreichbaren technischen und ökonomischen Kenngrößen. Entsprechend werden anhand der Literaturrecherche Spannbreiten für Wirkungsgrade und Investitionskosten zukünftiger CCS-Kraftwerkstechnologien abgeleitet, welche die Grundlage für die systemanalytische Bewertung der Unsicherheiten hinsichtlich dieser Kraftwerksparameter darstellt (vgl. Kapitel 5.4).

2.1 Überblick über CCS-Kraftwerkskonzepte

Die Abscheidung von CO₂ aus Synthesegasen und Naturgasen ist seit einigen Jahren Stand der Technik, wie zum Beispiel bei der Düngemittelproduktion und der Erdgasförderung. Dabei handelt es sich um Anwendungen für vergleichsweise geringe Gasmassenströme. Eine großtechnische Anwendung im Kraftwerksbereich und die Übertragung von Verfahrensschritten in den Bereich der Energieerzeugung stehen jedoch noch aus. Die Abtrennung von CO₂ aus dem Kraftwerksprozess kann durch verschiedene Verfahren erfolgen, welche in folgende drei Technologiegruppen, im Nachfolgenden auch CCS-Abtrennkonzepte genannt, eingeteilt werden können (Abbildung 2.1):

- Abtrennung nach der Verbrennung (Post-Combustion)
- Abtrennung vor der Verbrennung (Pre-Combustion)
- Sauerstoffverbrennung (Oxyfuel-Combustion).

Beim Post-Combustion-Konzept wird das CO₂ aus dem Rauchgas nach dem Verbrennungsprozess abgetrennt, wohingegen beim Pre-Combustion-Konzept das CO₂ aus einem vor der Verbrennung gewonnen Synthesegas separiert wird. Beim Oxyfuel-Konzept wird Sauerstoff als Brenngas genutzt, so dass der Abgasstrom idealerweise aus reinem CO₂ besteht. Prinzipiell können alle drei CCS-Kraftwerkskonzepte für Stein- und Braunkohle, als auch für Erdgas eingesetzt werden, wobei teilweise unterschiedliche Verfahren zur CO₂-Abtrennung Anwendung finden.

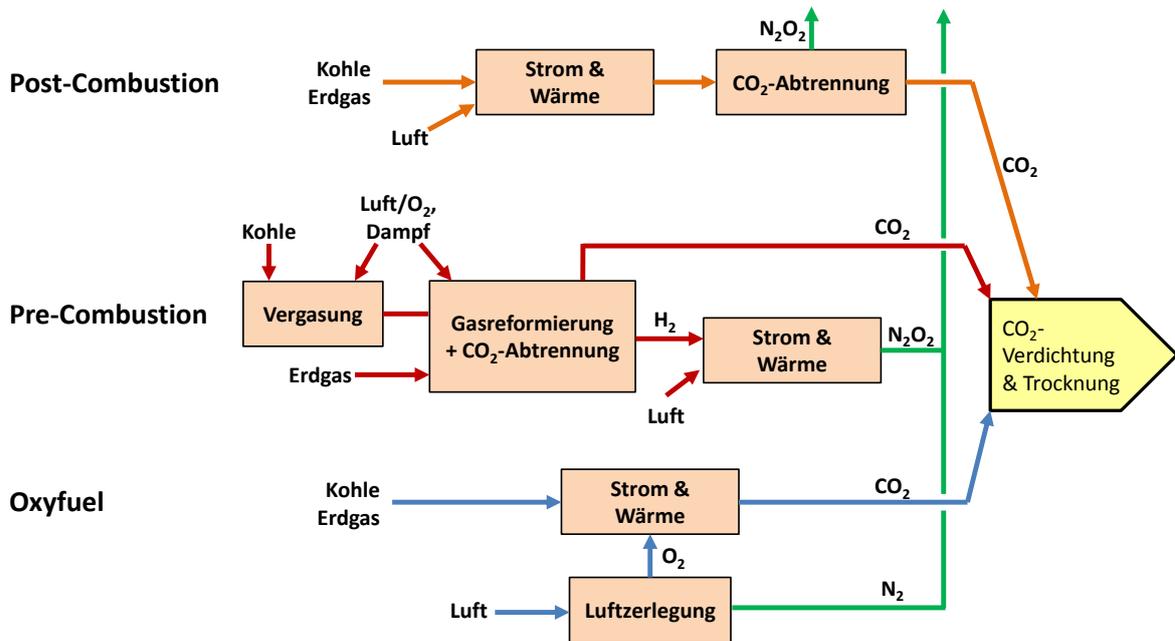


Abbildung 2.1: CO₂-Abtrennkonzepte für Kraftwerksprozesse (Metz u. a. 2005)

2.2 Gastrennverfahren für CCS-Kraftwerkskonzepte

In allen CO₂-Abtrennkonzepthen kommen Gastrennverfahren zum Einsatz, welche eine wichtige Grundlage bei der Rückhaltung des CO₂ aus Kraftwerksprozessen darstellen. Beim Post-Combustion-Konzepth erfolgt eine Dekarbonisierung des Rauchgases, was in erster Linie eine Trennung von Kohlendioxid und Stickstoff bedeutet. Auch das Pre-Combustion-Konzepth beruht auf einer Dekarbonisierung, wobei Kohlendioxid und Wasserstoff voneinander getrennt werden. Beim Oxyfuel-Konzepth ist der Gasseparationsprozess von Sauerstoff aus der Umgebungsluft die Voraussetzung für die anschließende Sauerstoffverbrennung. Die anwendbaren Gastrennverfahren lassen sich in fünf Klassen unterscheiden (Tabelle 2.1). Eine ausführliche Beschreibung der Verfahren und des Stands aktueller Forschungsarbeiten sowie zukünftiger Entwicklungsmöglichkeiten findet sich in IEA (2008a), Viebahn u. a. (2010), Birnbaum u. a. (2010) und Rackley (2010).

Membranverfahren für CO₂-Abscheideprozesse können in zwei Verfahrensgruppen (Gaspermeation und Membranabsorption) unterschieden werden. Bei der Gaspermeation erfolgt die Trennung der Gaskomponenten aufgrund der unterschiedlichen Affinitäten der Gaskomponenten zur Membran. Durch ein Druckgefälle erfolgt der Stofftransport durch die Membran. Die Selektivität und Permeabilität der Membran bestimmen dabei, welche Abtrenngrade und spezifischen Mengen abgeschieden werden können. Beim Membranabsorptionsverfahren bildet die Membran die Kontaktfläche zwischen dem zu separierenden Gasstrom und einem Absorptionsmedium. Die Membran erfüllt dabei die Aufgabe, fluiddynamische Probleme, wie beispielsweise Schäumen, zu verringern und den Austrag des Absorptionsmediums zu reduzieren, indem Unreinheiten des Gasstroms durch die Membran gefiltert werden. Membranabsorptionsverfahren könnten entsprechend beim Post-Combustions-Verfahren im Absorber eingesetzt werden. Beim Pre-Combustion-Konzepth können Membranen eingesetzt werden, um den Wasserstoff aus dem Synthesegas herauszufiltern. Gegenwärtig sind polymerbasierte Membranen am weitesten erforscht. Diese haben jedoch den Nachteil, dass sie über eine geringe Selektivität und eine geringe Stabilität verfügen, was für die Anwendung im Kraftwerksmaßstab zu hohen Kosten führt. Keramische Membranen und der gerichtete Transport von Ionen mittels

Membranen sind Gegenstand aktueller Forschungsvorhaben und könnten für die zukünftige Entwicklung auf dem Gebiet der Gastrennung zur Sauerstoffbereitstellung in Oxyfuel- und Pre-Combustion-Konzepten von Bedeutung sein. Darüber hinaus werden metallische Membranen auf dem Gebiet der CO₂-Separation in Pre-Combustion-Prozessen zur Wasserstoffabtrennung getestet (van Delft u. a. 2008).

Tabelle 2.1: Gastrennverfahren für CCS-Kraftwerksprozesse (IEA 2008a)

Abtrennmethode	Post-Combustion Dekarbonisierung CO ₂ / N ₂		Pre-Combustion Dekarbonisierung CO ₂ / H ₂			Oxyfuel-Umwandlung O ₂ / N ₂	
	derzeitig	zukünftig	derzeitig	zukünftig	derzeitig	zukünftig	
Membranen	Polymerstoffe	keramische Stoffe	Polymerstoffe	keramische und metallische Stoffe	Polymerstoffe	Ionen-Transportmembranen	
Lösungsmittel/ Absorption	chemische Lösungsmittel	verbesserte Prozesseinbindung, verbesserte Lösungsmittel, neuartige Oberflächenmaterialien	chemische und physikalische Lösungsmittel	verbesserte Prozesseinbindung, verbesserte Lösungsmittel, neuartige Oberflächenmaterialien	NA	Bio-mimetische Lösungsmittel	
Kryotechnologie	Verflüssigung	Hybridprozesse, Anti-Sublimation	Verflüssigung	Hybridprozesse	Destillation	verbesserte Destillation	
trockene Sorption/ Adsorption	Zeolite, Aktivkohle	Karbonate, kohlenstoffbasierte Sorbens	Zeolite, Aktivkohle, Aluminiumoxid	Dolomit, Hydrotalkit, Zirkonate	Zeolite, Aktivkohle	Karbonate, Hydrotalkit, Silicate	
Biotechnologie		Algenproduktion		Hochdruck		Bio-Mimetik	

Absorptionsverfahren können in chemische Verfahren und physikalische Verfahren unterteilt werden. Beim Verfahren der chemischen Absorption wird einem gasförmigen Medium (Brenngas oder Rauchgas) durch Reaktion mit einem Lösungsmittel CO₂ entzogen. Die meisten der chemischen Verfahren gehören zu der Gruppe der wasserbasierten Nassverfahren und werden daher auch als chemische Wäschen bezeichnet. Als Lösungsmittel dienen dabei aminbasierte Substanzen (z. B. Monoethanolamin (MEA), Methyldiethanolamin (MDEA)), Ammoniak oder alkalihaltige Substanzen (Pottasche). Der Absorptionsprozess findet auf einem Temperaturniveau von 40°C bis 60°C statt. Das nach dem Absorptionsprozess im Lösungsmittel gebundene CO₂ wird anschließend über einen Regenerationsprozess abgetrennt. Dieser Regenerationsprozess erfolgt entweder durch Temperaturwechsel oder durch eine Kombination von Temperatur- und Druckwechsel. Da chemische Nassverfahren, insbesondere das MEA-Verfahren, eine starke Bindung zwischen dem Lösungsmittel und dem CO₂ verursacht, ist ein hoher Energieaufwand für die Regeneration des Lösungsmittels notwendig. Das Temperaturniveau des Regenerationsprozesses liegt in Abhängigkeit des Lösungsmittels bei 100°C bis 140°C. Das regenerierte Lösungsmittel kann wieder dem Absorptionsprozess zugeführt werden. Bei der Absorption mit flüssigen Lösungsmitteln können hohe Reinheiten erreicht werden. Da die aufzuwendende Energie für chemische Nassverfahren relativ unabhängig von der CO₂-Konzentration im Gasstrom ist, eignet sich dieses Verfahren vor allem für CO₂-Abtrennung aus Gasen mit geringem CO₂-Anteil, wie beispielsweise für Rauchgas beim Post-Combustion-Konzept. Als Alternative zu chemischen Nassverfahren ist die CO₂-Abtrennung mit trockenen

Bindemitteln zu nennen, insbesondere karbonatbasierte Verfahren, wie das Carbonate Looping Verfahren. In diesem Verfahren verbindet sich das CO₂ durch eine endotherme Reaktion (600°C bis 700°C) mit Brandkalk zu Kalkstein und wird dadurch aus dem Rauchgas abgetrennt. Der Regenerationsprozess, in dem das CO₂ aus dem Kalkstein herausgelöst wird, findet ebenfalls durch eine endotherme Reaktion statt, jedoch auf einem höheren Temperaturniveau von 850°C bis 920°C. Durch den Regenerationsprozess entsteht Brandkalk, welcher erneut dem CO₂-Absorptionsprozess zugeführt werden kann.

Bei der physikalischen Absorption werden im Vergleich zur chemischen Absorption weniger schwache Bindungen zwischen dem CO₂ und dem Lösungsmittel aufgebaut. Die Bindungskraft baut sich unter hohem Druck auf und reduziert sich wieder, sobald der Druck nachlässt. Ein Großteil der für diesen Prozess notwendigen Energie ist der Kompression des zu trennenden Gasstromes zuzuschreiben. Die Energie je abgetrennter Tonne CO₂ ist umgekehrt proportional zur CO₂-Konzentration im Gasstrom. Die halbe CO₂-Konzentration verursacht demnach die doppelte Menge an Energie zur Abtrennung. Entsprechend energetisch vorteilhaft ist die physikalische Absorption bei hohen CO₂-Konzentrationen im Gasstrom (>15%), wie sie häufig beim Pre-Combustion-Konzept auftreten.

Den derzeitig weitesten Entwicklungsstand weisen die chemischen und physikalischen Absorptionsverfahren auf (Birnbaum u. a. 2010). Aktuelle Forschungsvorhaben auf dem Gebiet der chemischen Nasswäsche beschäftigen sich mit der Entwicklung von alternativen aminbasierten Lösungsmitteln mit geänderter molekularer Geometrie bzw. einer Mischung verschiedener Lösungsmittel, um zum einen den Energieaufwand für die Regeneration zu reduzieren und zum anderen eine hohe CO₂-Reaktivität und thermische Stabilität zu gewährleisten. Auf dem Gebiet der karbonatbasierten Verfahren besteht Forschungsbedarf in Bezug auf die thermische Stabilität des Kalksteins und die Sicherstellung einer kontinuierlichen CO₂-Abscheiderate bei Dauerbetrieb.

Kryotechnologische Verfahren zur CO₂-Abtrennung werden primär für kleine Gasströme eingesetzt und für den Zweck, das CO₂ im weiteren Verlauf als Zwischen- oder Endprodukt zu verwenden, wie beispielsweise in der Lebensmittelindustrie. Für die großtechnische Anwendung der CO₂-Abscheidung aus Synthese- oder Rauchgasen spielen Tieftemperaturverfahren eine eher untergeordnete Rolle. Eine ungleich höhere Bedeutung erfährt das Tieftemperaturverfahren für die Trennung der in der Luft enthaltenen Gase in großtechnischen Luftzerlegungsanlagen. Diese sind heute Stand der Technik und ebenfalls in großen Leistungsgrößen verfügbar. Insbesondere beim Oxyfuel-Konzept, bei dem große Mengen an Sauerstoff für die Verbrennung bereitgestellt werden müssen und beim Pre-Combustion-Konzept, bei dem Sauerstoff für den Vergasungsprozess eingesetzt werden kann, ergeben sich Anwendungsmöglichkeiten für kryogene Luftzerlegungsverfahren. Moderne kryogene Luftzerlegungsanlagen benötigen für die Abtrennung von einem Normkubikmeter Sauerstoff ca. 0,3 kWh Energie (IEA 2008a), welche als mechanische Energie bereitgestellt werden muss. Entsprechend ergibt sich Entwicklungsbedarf bei der energieeffizienten Auslegung von Luftzerlegungsanlagen.

Adsorptionsverfahren sind Verfahren, bei denen das CO₂ mit Hilfe von Feststoffen aus einem Gasstrom abgetrennt wird, wobei das CO₂ im Gegensatz zu Absorptionsverfahren keine chemische Bindung mit dem Adsorbens eingeht, sondern sich an dessen Oberfläche anlagert. Die Aufnahme des CO₂ durch das Adsorbens findet üblicherweise in einem Festbett- oder Wirbelschichtreaktor auf Rauchgastemperaturniveau statt. Die Regeneration des Adsorbens erfolgt durch Temperaturwechsel, Druckwechsel oder durch elektrischen Spannungswechsel. Als Bindemittel kommen beispielsweise Feststoffe, wie Zeolithe, Aktivkohle oder metallorganische Substanzen in Frage. Zeolithe haben die Eigenschaft einer hohen CO₂- und N₂-

Selektivität, jedoch auch einer geringen Abscheidekapazität, insbesondere bei Kontakt mit Wasserdampf. Metall-organische Substanzen hingegen, verfügen über eine hohe Abscheidekapazität bei vergleichsweise geringem Wärmebedarf für die Desorption. Allerdings müssen für metall-organische Substanzen noch die Stabilität gegenüber Rauchgasen und die Auswirkungen von Unreinheiten im Rauchgas getestet werden (Viebahn u. a. 2010).

Biotechnologische Verfahren zur Gastrennung an CCS-Kraftwerken können in enzymbasierte und algenbasierte Verfahren unterschieden werden. Die enzymbasierte CO₂-Abscheidung bezweckt die Bindung des CO₂ durch Enzyme, welche in Bikarbonat-Ionen umgewandelt und anschließend zu Kalkstein verarbeitet werden. Die CO₂-Abtrennung mittels Algen macht sich das Prinzip der Photosynthese zu Nutze, durch die das CO₂ in Sauerstoff umgesetzt wird. Beide Verfahren befinden sich derzeit im Laborstadium, so dass zum gegenwärtigen Zeitpunkt nur begrenzt Abschätzungen über eine mögliche großtechnische Anwendung im Kraftwerkssektor vorliegen. Wie allerdings überschlägige Berechnungen zeigen, stellt der Platzbedarf für eine algenbasierte CO₂-Abtrennung nach derzeitigen Verfahren eines der Haupthindernisse für eine Anwendung im kommerziellen Maßstab dar (Viebahn u. a. 2010).

Die Anwendung der verschiedenen Gastrennverfahren hat für alle drei CCS-Kraftwerkskonzepte zur Konsequenz, dass sowohl ein zusätzlicher anlagentechnischer Bauaufwand als auch Prozessenergie notwendig ist. Daraus resultieren je nach Abtrennkonzzept und angewendeten Verfahren unterschiedliche Investitionsmehrkosten und Wirkungsgradverluste des CCS-Kraftwerks gegenüber der Kraftwerkstechnologie ohne CO₂-Abscheidung. Zum heutigen Stand der Forschung kann noch nicht die absolute Vorteilhaftigkeit und großtechnische Realisierbarkeit eines Verfahrens bzw. Konzeptes herausgestellt werden, so dass derzeit große Unsicherheiten hinsichtlich erreichbarer technischer und ökonomischer Parameter von CCS-Technologien bestehen. Im Nachfolgenden werden die drei CCS-Kraftwerkskonzepte und ihrer aus heutiger Sicht wichtigsten Verfahren kurz erläutert und eine Abschätzung über die Spannbreiten zukünftiger Investitionsmehrkosten und Wirkungsgradverluste gegenüber den Referenztechnologien ohne CCS gegeben.

2.3 Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung nach der Verbrennung

Im Abgasstrom eines konventionellen Steinkohle-Dampfkraftwerksprozesses sind 11 bis 14 Vol.% CO₂ bei einem Rauchgasvolumenstrom von ca. 1000 Nm³/h enthalten (Metz u. a. 2005). Niedrigere CO₂-Konzentrationen treten im Rauchgas von Erdgas-GuD-Kraftwerken (ca. 3 Vol.%) und Steinkohle-IGCC-Kraftwerken (7-8 Vol.%) auf (Metz u. a. 2005). Da das Rauchgas bei Umgebungsdruck und niedrigen Temperaturen vorliegt und CO₂ in vergleichsweise geringer Konzentration enthält, eignen sich für die CO₂-Abtrennung nach der Verbrennung besonders chemische Nassverfahren (z.B. Aminwäscheverfahren und ammoniakbasierte Verfahren), karbonatbasierte Absorptionsverfahren (wie das Carbonate Looping Verfahren) sowie die Verwendung von Membrantechnologien (Linßen u. a. 2006; Heithoff 2008; Görge 2008).

2.3.1 Aminbasierte Absorptionsverfahren

Bei der Dekarbonisierung mit Aminwäscheverfahren wird das Rauchgas auf 40°C bis 60°C abgekühlt, bevor es im Absorber mit dem Lösungsmittel reagiert und das CO₂ aus dem Rauchgas abgetrennt wird (Abbildung 2.2). Während das CO₂-arme Abgas einer weiteren Abgasbehandlung zugeführt und anschließend emittiert wird, wird Lösungsmittel mit dem gebundenen CO₂ dem Regenerationsprozess zugeführt. Im Regenerator wird das CO₂ vom

Lösungsmittel bei einem Temperaturniveau von 100°C bis 140°C abgeschieden. Die hierfür benötigte Energie wird an der Niederdruckdampfturbine bei einem Druckniveau von etwa 4 bar entnommen und steht nicht mehr für die Strom- bzw. Wärmeerzeugung zur Verfügung. Das Lösungsmittel bleibt dem Kreislauf erhalten und wird wieder dem Absorber zugeführt. Das abgeschiedene CO₂ wird nach dem Regenerationsprozess für den anschließenden Transport konditioniert. Durch den für die CO₂-Abtrennung und CO₂-Aufbereitung notwendigen Energieaufwand reduziert sich der Kraftwerksoutput. Bezogen auf die Stromerzeugung beläuft sich dieser für derzeit erprobte Verfahren auf ca. 300 bis 450 kWh_{el} je Tonne abgetrennten CO₂, wobei knapp 60 % auf thermische Energie für den Regenerationsprozess, 35 % für die Konditionierung des CO₂ für den Transport (hauptsächlich Energie für die Kompression des CO₂ auf ca. 110 bar) und ca. 5 % elektrische Energie auf den Antrieb der Pumpen und Gebläse entfallen (IEA 2008a; Peeters u. a. 2007).

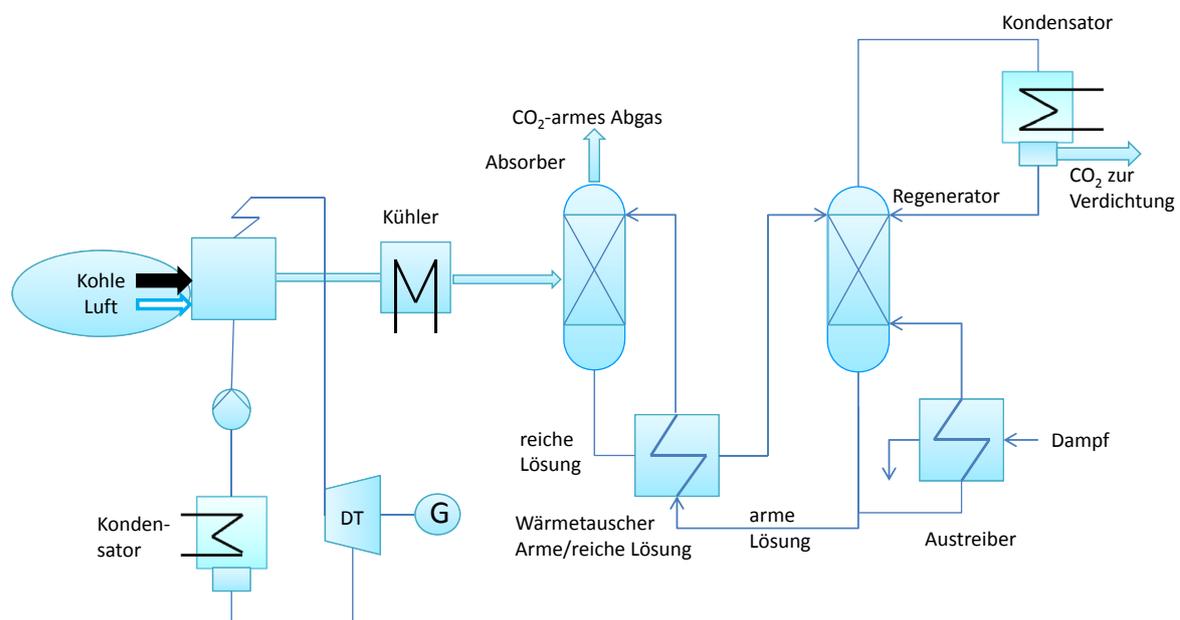


Abbildung 2.2: Verfahrensschema der CO₂-Abtrennung nach der Verbrennung (Linßen u. a. 2006)

Der hohe Energieaufwand und der damit verbundene Wirkungsgradverlust des gesamten Kraftwerksprozesses ist eines der Hauptprobleme der Abscheidung mit chemischen Waschverfahren. Der Energieverbrauch aber auch die Investitions- und Wartungs- und Betriebskosten für die CO₂-Abscheidung sind vor allem vom Lösungsmittel und den Absorbereigenschaften abhängig (Abbildung 2.3). Das Schema zeigt die komplexen Zusammenhänge der Parameter für die Absorption und Desorption für eine aminbasierte Rauchgaswäsche exemplarisch für ein Erdgas-GuD-Kraftwerk basierend auf einer Untersuchung von Peeters u. a. (2007). Die entscheidenden Prozessparameter sind die chemische Bindungsenergie, die Absorptionsrate, die Beschickung des Lösungsmittels und die Desorptionstemperaturen. Die chemische Bindungsenergie bestimmt die CO₂-Absorptionsrate und ist eine waschmittelspezifische Kenngröße. Durch den Einsatz von Waschmitteln mit einer niedrigeren Bindungsenergie kann der Regenerationsenergiebedarf reduziert werden. Um eine konstante Absorptionsrate zu gewährleisten müsste dann die Absorptionsfläche entsprechend vergrößert werden, was einen erhöhten Kapitalbedarf verursacht. Da der Absorber etwa 40 % der Kapitalkosten der aminbasierten Abscheidungsanlage verursacht, besteht ein starker Zusammenhang zwischen Absorptionsrate und Anlagenkosten. Zudem hat eine geringe Absorptionsfläche den Vorteil, dass kleinere Rauchgasgebläse eingesetzt werden können, was zu Einsparungen beim Energieverbrauch und bei den

teil der Aminwäsche dar. Dieser ist insbesondere auf den Flächenbedarf der Regeneratoren zurückzuführen, der für ein 660 MW Steinkohle-CCS-Kraftwerk mit ca. 60 % der Gesamtfläche geschätzt wird (Birnbaum u. a. 2010).

Für die Konditionierung des CO₂ für den Transport ist das CO₂ zu trocknen und von nahezu Umgebungsdruck auf 110 bis 150 bar zu komprimieren. Die Komprimierung findet in drei bis vierstufigen Verdichtern mit Zwischenkühlung statt. Derzeitig erfordert dies einen Energieaufwand je Tonne CO₂ von 110 bis 120 kWh_{el}. Diese Verdichtertechnologien sind heutzutage vergleichsweise gut ausgereift, so dass lediglich geringe Energieverbrauchsreduktionen für Verdichter und Zwischenkühler zukünftig erwartet werden. Allerdings besteht die Möglichkeit, die Abwärme der Verdichter für den Regenerationsprozess zu verwenden, was zu einer energetischen Verbesserung des Gesamtprozesses führt. Wird dieser Abwärmenutzungseffekt als Energieeinsparung der Kompression zugerechnet, so reduziert sich der Energiebedarf der Konditionierung für den Transport auf ca. 90 bis 100 kWh_{el}.

Ziel aktueller Forschungsarbeiten ist es, Lösungsmittel mit einer niedrigen Bindungsenergie bei gleichzeitig hoher Absorptionsrate sowie geringer Degradations- und Zersetzungsneigung zu entwickeln, wodurch sowohl die Investitionskosten als auch die CO₂-abscheidungsbedingten Wirkungsgradverluste reduziert werden können. Darüber hinaus kann durch eine verbesserte Integration der CO₂-Abscheidung in den Gesamtprozess sowie die verbesserte thermodynamische Auslegung und Optimierung von Anlagenkomponenten Optimierungspotenzial erschlossen werden. (IEA 2008a; Linßen u. a. 2006; Birnbaum u. a. 2010)

2.3.2 Chilled Ammonia Verfahren

Das Chilled Ammonia Verfahren ist ebenfalls ein chemisches Absorptionsverfahren, welches anders als Aminwäschen auf einem Gemisch aus Ammoniak und Wasser als Lösungsmittel basiert. Im Gegensatz zu anderen ammoniakbasierten Verfahren, bei denen der Absorptionsprozess auf Umgebungstemperaturniveau abläuft, findet die Absorption beim Chilled Ammonia Prozess auf einem niedrigerem Temperaturniveau statt. Der generelle Verfahrensaufbau mit Absorptions- und Desorptionskolonne ähnelt dem der chemischen Aminwäsche. Bevor das Rauchgas in den Absorber gelangt, wird es auf 0°C - 10°C gekühlt und gleichzeitig von SO₂ und Feinstaub gereinigt. Das Rauchgas weist entsprechend bei Eintritt in den Absorber eine hohe Reinheit auf. Durch die niedrige Temperatur und Druckverhältnisse auf Umgebungsdrukkniveau im Absorber wird ein Verdampfen und mögliches Austreten des Ammoniaks verhindert (Rhudy u. Black 2007). Außerdem erfolgt ein verbesserter Stoffübergang des CO₂ zum Ammoniak bei niedrigen Temperaturen (Darde u. a. 2008), was hohe Abtrennraten ermöglicht. In ersten Pilotanlagen konnten durchschnittliche Abtrennraten von 88 % bei einer hohen Reinheit des abgetrennten CO₂-Gasstromes von 99,7 % erreicht werden (Hilton 2009). Das mit CO₂ beladene Ammoniak wird in einem Wärmetauscher vorgewärmt, bevor es in den Desorber eingeleitet wird. Die Regeneration findet auf einem Temperaturniveau von ca. 120°C und einem Druckniveau von mindestens 20 bar statt. Desorptionstemperatur und -druck müssen so gewählt sein, dass ein Herauslösen des CO₂ aus der Ammoniaklösung erreicht wird und gleichzeitig durch eine entsprechende Verdichtung ein Verdampfen und Austreten von Ammoniak verhindert wird.

Insgesamt zeichnet sich das Chilled Ammonia Verfahren durch einen niedrigeren Energiebedarf gegenüber Aminwäschen aus. Betriebserfahrungen in Pilotanlagen zeigen einen spezifischen Energieverbrauch für die CO₂-Abtrennung von 2,3 MJ/kg CO₂ (Darde u. a. 2008), was einer Einsparung gegenüber herkömmlichen aminbasierten Absorptionsverfahren von mehr als

40 % entspricht. Unter Berücksichtigung des Energiebedarfs für die Rauchgaskühlung, welche dem Absorptionsprozess vorgelagert ist, könnte die Gesamteffizienz von CCS-Technologien mit dem Chilled Ammonia Verfahren gegenüber herkömmlichen MEA-Waschverfahren um 2 bis 3 %-Punkte verbessert werden. Darüber hinaus kann Ammoniak im industriellen Maßstab kostengünstiger als aminbasierte Waschmittel hergestellt werden (Viebahn u. a. 2010). Die Investitionskosten der Apparaturen für die Abtrennung mit dem Chilled Ammonia Verfahren werden in vergleichenden Studien mit Kosteneinsparungen gegenüber aminbasierten Verfahren zwischen 25 und 50 % angegeben (NETL 2006).

2.3.3 Carbonate Looping Verfahren

Das Carbonate Looping Verfahren ist ein karbonatbasiertes Absorptionsverfahren, in dem Kalk als Bindemittel für das CO₂ verwendet wird. Beim Carbonate Looping Prozess durchströmt das Rauchgas einen dualen Wirbelschichtreaktor, in dem es im ersten Reaktorteil mit dem Brandkalk (CaO) zu Kalkstein (CaCO₃) reagiert (Karbonisation), wodurch das CO₂ aus dem Rauchgas abgeschieden wird (Abbildung 2.4). Diese exotherm ablaufende Reaktion findet auf einem Temperaturniveau von 600 °C bis 700 °C statt. Der daraus entstehende Kalkstein wird im zweiten Reaktorteil bei ca. 900 °C gebrannt (Kalzinierung), was ein Herauslösen des CO₂ aus dem Kalkstein bewirkt. Nach dem Brennen liegt das CO₂ als reines Gas vor und kann für den Transport konditioniert werden. Durch den Brennvorgang entsteht wiederum Kalk, welcher im Kreislaufprinzip dem ersten Reaktor erneut zugeführt wird. Das Carbonate Looping Verfahren ist im Vergleich zu chemischen Nassverfahren durch hohe Ab- und Desorptionstemperaturen charakterisiert, was eine weitere Verwendung der Abwärme zur Energieerzeugung im Kraftwerksprozess ermöglicht. Somit kann das CO₂ mit dem Carbonate Looping Verfahren im Vergleich zu Abtrennverfahren mit Aminwäschen mit einem niedrigeren Energiebedarf abgetrennt werden. Folglich könnten durch die Abscheidung mittels Carbonate Looping Verfahren vergleichsweise geringe Wirkungsgradverluste gegenüber der Kraftwerkstechnologie ohne CCS (5 bis 6 %-Punkte) realisiert werden (Jopp 2011).

Karbonate verfügen zudem über eine hohe thermische Stabilität sowie Beständigkeit gegenüber Sauerstoff und eignen sich daher unter diesen Gesichtspunkten für die CO₂-Abtrennung aus dem Rauchgas. Erste Laborversuche haben allerdings eine starke Deaktivierungsneigung des Kalksteins aufgrund von Verfestigungen gezeigt, was eine kontinuierliche Zufuhr von frischem Kalkstein zur Aufrechterhaltung des Prozesses und der Gewährleistung konstanter Absorptionsraten bedingt. Da Kalkstein in ausreichenden Mengen in der Natur vorkommt und preiswert abgebaut werden kann, stellt die permanente Bereitstellung von frischem Kalkstein keinen kritischen Prozessparameter dar. Das in größeren Mengen als Abfallprodukt anfallende Kalziumkarbonat ist aus Umweltsichtspunkten als wenig problematisch zu betrachten und kann als Baumaterial weiterverwendet werden (Birnbaum u. a. 2010).

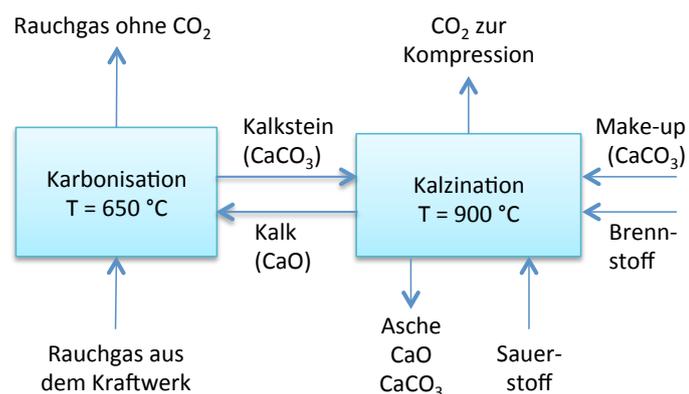


Abbildung 2.4: Schema des Carbonate-Looping-Prozesses (Birnbaum u. a. 2010)

2.3.4 Einsatz von Membranen

Membranverfahren zur direkten CO₂-Abtrennung aus dem Rauchgas sind aufgrund des großen Volumenstroms und des unzureichenden Druckniveaus des Rauchgasstroms sowie einer geringen Permeabilität und unzureichenden Selektivität heute verfügbarer Membranen nicht geeignet. Jedoch könnten Membranabsorptionsverfahren beim Post-Combustion-Konzept zusätzlich zu chemischen Waschverfahren zur Verbesserung der Fluidynamik eingesetzt werden und somit die Kanalbildung und das Schäumen im Lösungsmitteln verringert werden. Membranen ermöglichen eine im Vergleich zur herkömmlichen Kolonnenbauweise größere volumenbezogene Stoffübergangsfläche im Absorber, wodurch sich der Platzbedarf reduzieren lässt. Die Verwendung von selektiven Membranen an der Kontaktfläche des Rauchgases zum Lösungsmittel begrenzt den Eintrag von Fremdpartikeln in das Lösungsmittel und trägt somit zur Reduktion der Degradation des Lösungsmittels und Verringerung von Korrosionserscheinungen bei (Notz u. a. 2010; Kvamsdal u. Mejdell 2005).

2.4 Kraftwerke mit Abscheidung vor der Verbrennung

Die dem Pre-Combustion-Konzept zugrunde liegenden CO₂-Abtrennverfahren werden bereits kommerziell in industriellen Anwendungen, wie der Ammoniak- und Wasserstoffproduktion sowie der Herstellung synthetischer Kraftstoffe (Fischer-Tropsch-Verfahren) angewandt. Das Konzept ist gekennzeichnet durch die Abtrennung des CO₂ aus einem Synthesegas, welches nach entsprechenden Umwandlungsschritten im Wesentlichen aus CO₂ und Wasserstoff besteht, und der anschließenden Verbrennung des wasserstoffreichen Brenngases in einer Turbine.

Generell können beim Pre-Combustion-Konzept sowohl gasförmige, als auch feste und flüssige kohlenstoffhaltige Brennstoffe eingesetzt werden. Für feste Energieträger, wie Stein- oder Braunkohle stellen Kraftwerke mit integrierter Vergasung und angeschlossenem Gas- und Dampfkreislauf (Integrated Gasification Combined Cycle - IGCC) die derzeit am weitesten entwickelte Kraftwerkstechnologie mit Vergasung dar. Aus gasförmigen Brennstoffen, wie Erdgas, wird das Synthesegas durch Dampfreformierung erzeugt und ebenfalls mittels nachgeschaltetem Gas- und Dampfkreislauf zur Stromerzeugung eingesetzt.

2.4.1 CCS-Kraftwerke mit integrierter Kohlevergasung

Ausgangspunkt des IGCC-Kraftwerksprozesses ist die Umwandlung des festen Brennstoffes in ein gasförmiges Brenngas durch partielle Oxidation in einem Vergaser (Abbildung 2.5). Die partielle Oxidation ist ein exothermer Vorgang und findet typischerweise auf einem Niveau von 1250°C bis 1400°C statt (Metz u. a. 2005). Das durch den Vergasungsprozess gewonnene Synthesegas wird anschließend gereinigt, bevor das im Synthesegas enthaltene Kohlenmonoxid mittels Wassergas-Shift-Reaktion in Kohlendioxid umgewandelt wird. Der zweite Verfahrensschritt beruht ebenfalls auf einer exothermen Reaktion, welche in Abhängigkeit vom Katalysator auf einem Temperaturniveau zwischen 180°C und 550°C abläuft (Notz u. a. 2010). Anschließend erfolgt die Trennung von Kohlendioxid und Wasserstoff. Der Wasserstoff wird in einer Gasturbine mit nachgeschaltetem Dampfprozess verbrannt und das CO₂ wird für den Transport konditioniert.

Für den Vergasungsprozess können sowohl Festbettvergaser, Flugstromvergaser, als auch Wirbelschichtvergaser eingesetzt werden, wobei Flugstromvergaser einen höheren Kohledurchsatz ermöglichen und damit in größeren Leistungseinheiten gebaut werden können (Birnbaum u. a. 2010). Für die Vergasung des Brennstoffes im IGCC-Kraftwerk kann alternativ zur Ver-

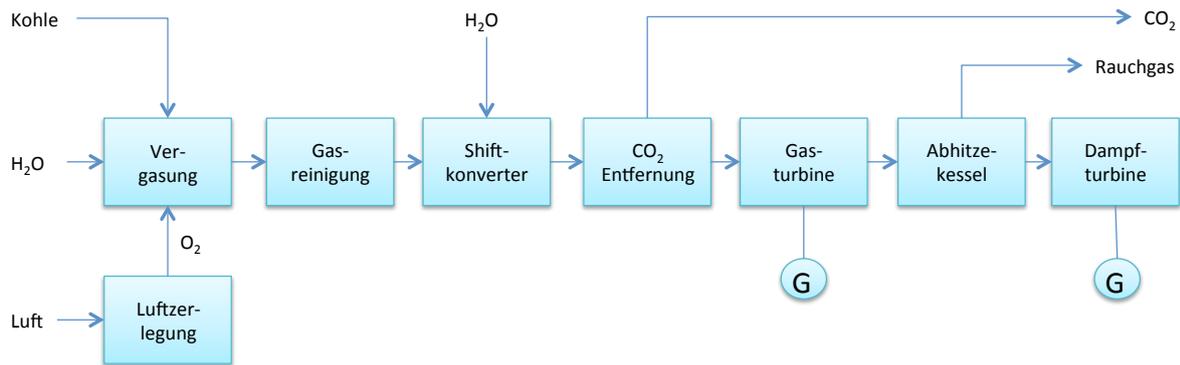


Abbildung 2.5: Schematische Darstellung des IGCC-Kraftwerksprozesses (Radgen u. a. 2006)

gasung mit Luft auch reiner Sauerstoff eingesetzt werden. Die Vergasung mit Sauerstoff hat den Vorteil, dass der Massenumsatz im Vergaser gesteigert werden kann und das Synthesegas keinen Stickstoff enthält, was zu reduzierten Synthesegasvolumenströmen und damit einem höheren CO_2 -Partialdruck führt (Linßen u. a. 2006). Im Vergleich zur CO_2 -Abtrennung aus dem Rauchgas beim Post-Combustion-Konzept liegt das CO_2 im Synthesegas in einer höheren Konzentration (30 bis 40 Vol.%) und einem höheren Partialdruck (20 bis 70 bar) vor (Notz u. a. 2010). Zudem ist der zu behandelnde Gasvolumenstrom im IGCC-Prozess um den Faktor 1000 kleiner im Vergleich zum Rauchgasstrom in einem Dampfkraftwerk (Hofmann u. a. 2008). Daher eignen sich zur CO_2 -Abtrennung vor allem physikalische Waschverfahren (z. B. Rectisol, Purisol und Selexol).

Die CO_2 -Abtrennung mittels physikalischen Absorptionsverfahren ist aufgrund der geringeren Bindungsenergie der physikalischen Waschmittel gegenüber den chemischen Lösungsmitteln weniger energieintensiv. Die Absorption des CO_2 findet bei einem Druckniveau von bis zu 160 bar und Temperaturen unter 60°C statt (VGB PowerTech 2004). Wird das Bindemittel auf Umgebungsdruck entspannt, löst sich das CO_2 wieder und kann anschließend für den Transport konditioniert werden. Eine Steigerung der Desorptionswirkung wird durch zusätzliche Temperaturerhöhung erreicht.

Vergleichende Studien zeigen für CO_2 -Abtrennverfahren in IGCC-Kraftwerken gegenüber Post-Combustion-Verfahren bis zu 50 % weniger Energieeinsatz (Davison 2006). Etwa die Hälfte des Energieaufwands ist beim Pre-Combustion-Konzept dem Energieeinsatz für die Umwandlung des Kohlenmonoxids in CO_2 im Wasser-Gas-Shift-Reaktor aufzubringen, was einen Wirkungsgradverlust der Anlage von 3 bis 4 %-Punkten verursacht (Davison 2006). Dieser Energieaufwand kann durch einen vorgeschalteten Wärmetauscher zur Dampfvorwärmung reduziert werden (VGB PowerTech 2004). Den Vorteilen beim Abtrennprozess gegenüber Post-Combustion-Technologien stehen eine erhöhte Komplexität des gesamten IGCC-Systems sowie der erhöhte Energieeigenbedarf im Fall einer sauerstoffbasierten Vergasung mit vorgeschalteter Luftzerlegung gegenüber (Linßen u. a. 2006).

Aktuelle Forschungsarbeiten beschäftigen sich mit der Entwicklung neuer physikalischer Bindemittel, der Anwendung von Membrantechnologien und einer energieeffizienteren Sauerstoffbereitstellung (Viebahn u. a. 2010). Alternativ zu physikalischen Bindemitteln werden Sorptionsverfahren auf Basis von Lithium-Silikat untersucht, welche sich für die CO_2 -Adsorption unter hohen Temperaturen und Drücken eignen. Durch diese Sorptionsverfahren könnten zukünftig hohe Abscheideraten bei geringen Wirkungsgradverlusten und hoher CO_2 -Reinheit erreicht werden (Metz u. a. 2005; Figueroa u. a. 2008).

Zukünftig stellen Membranverfahren eine mögliche Anwendungsoption dar, wodurch sich Vorteile bei der Prozessführung sowie ein reduzierter Energieaufwand für den Abtrennprozess erwartet werden. Einsatzgebiet dieser Hochtemperaturmembranen ist die Wasserstoffabtrennung aus dem Synthesegas nach der CO-Shift-Reaktion. Die Membranen können entweder aus keramischen Materialien oder Metallen beschaffen sein, wobei metallische Materialien die größte Wasserstoff/Kohlendioxid-Selektivität aufweisen. Allerdings sind metallische Membranen anfälliger für Korrosion und weisen daher eine geringere Haltbarkeit auf. (Metz u. a. 2005)

Weiteres Optimierungspotenzial liegt in der Bereitstellung des Sauerstoffs für den Vergasungsprozess. Stand der Technik sind kryogene Luftzerlegungsanlagen, welche einen hohen Energiebedarf für die Kompression der Luft aufweisen. Anstelle durch separate Kompressoren kann ein Teil der Luft nach dem Verdichter der Gasturbine abgezweigt und für die Luftzerlegung verwendet werden. Auf diese Weise können bis zu 50 % der Luft für die Luftzerlegungsanlage bereitgestellt werden. Dadurch können die Kapitalkosten für die Sauerstoffbereitstellung reduziert werden. Allerdings schränkt dieses Anlagendesign die Flexibilität des IGCC-Prozesses ein, da der Betrieb der Gasturbine zur Sauerstoffbereitstellung notwendig ist. (Vosbeek u. a. 2007)

Basierend auf den derzeitigen Betriebserfahrungen mit IGCC-Kraftwerken stellt die Verfügbarkeit der Vergaser einen kritischen Faktor hinsichtlich der jährlichen Auslastung der Anlagen dar. Es ist zu erwarten, dass diese Verfügbarkeiten durch zunehmende Betriebserfahrungen gesteigert werden können. Anlagentechnisch kann auch durch die Auslegung mit redundanten Vergasereinheiten die Verfügbarkeit erhöht werden, so dass während der regelmäßig durchzuführenden Wartungsarbeiten am Vergaser das Ersatzsystem betrieben werden kann. (IEA 2008a)

2.4.2 Kraftwerksprozess mit Dampfreformierung

Im Gegensatz zum Vergasungsprozess läuft der Prozess der Dampfreformierung als endotherme Reaktion auf einem Temperaturniveau von etwa 800°C ab, wobei die hierfür benötigte Energie durch die Verbrennung eines Teils des eingesetzten Brennstoffes gewonnen wird (Notz u. a. 2010). Im Kraftwerksbereich ist die Dampfreformierung insbesondere für die Umwandlung von Erdgas und damit für Erdgas-CCS-Kraftwerke mit Pre-Combustion-Abtrennung von Bedeutung. Die Dampfreformierung ist der Erdgasentschwefelung nachgeschaltet (Abbildung 2.6). Wird die Dampfreformierung mit einer partiellen Oxidation gekoppelt, spricht man von einer autothermen Reformierung. Durch diese Kopplung der beiden Verfahren wird die für die Dampfreformierung benötigte Wärmeenergie durch die partielle Oxidation bereitgestellt bei einer hohen Wasserstoffumwandlungsrate (Metz u. a. 2005). Für dieses Verfahren bietet sich die Bereitstellung von Sauerstoff mittels einer Luftzerlegungsanlage an, um möglichst hohe CO₂-Konzentrationen im Synthesegas zu erhalten. Der Dampfreformierung schließt sich der CO-Shift und die Gastrennung von Kohlendioxid und Wasserstoff an. Thermodynamisch vorteilhaft ist es, die Dampfreformierung auf einem niedrigen Druckniveau durchzuführen, was im Vergleich zur Kohlevergasung zu einem niedrigeren Partialdruck des CO₂ führt, was zur Folge hat, dass sich als CO₂-Abtrennverfahren eher chemische Absorptionsprozesse als physikalische Absorptionsprozesse eignen (Radgen u. a. 2006). Die Verbrennung des Wasserstoffs erfolgt wiederum in einem Turbinenprozess mit nachgeschaltetem Dampfturbinenprozess.

Prozessverbesserungsmöglichkeiten bei der CO₂-Abscheidung in Kraftwerksprozessen mit Dampfreformierung liegen ebenso wie bei IGCC-Kraftwerken, in der thermodynamischen Einbindung der CO₂-Abscheidung und der Nutzung von Abwärme über Wärmerückgewinnungs-

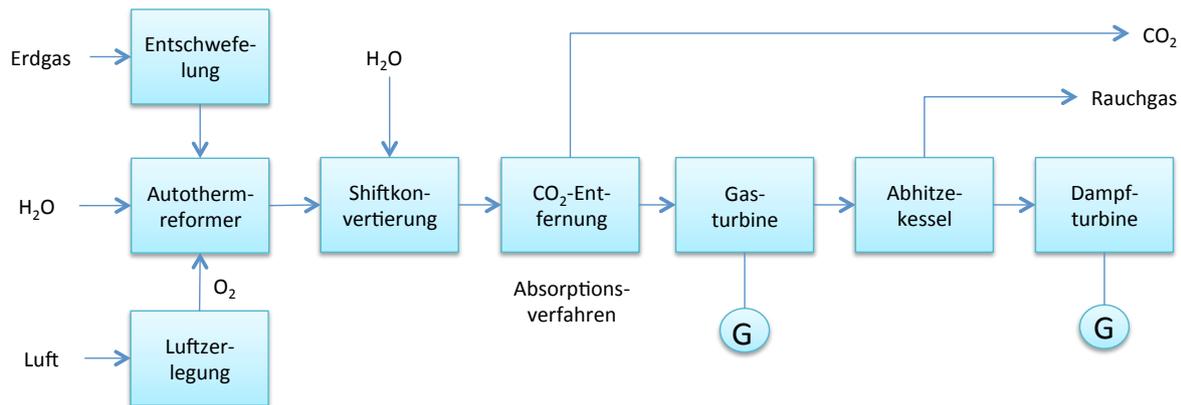


Abbildung 2.6: Schematische Darstellung des Kraftwerksprozesses mit Dampfpreformierung (Radgen u. a. 2006)

prozesse. Eine weitere Möglichkeit zur Reduktion der Energieaufwendungen besteht in der gleichzeitigen Durchführung der CO-Shift und CO₂-Abtrennung in einer sorptionsgestützten Wassergas-Shift-Reaktion (sorption-enhanced water gas shift reaction - SEWGS). Bei dieser Reaktion wird der Katalysator für die CO-Shift Reaktion und ein spezielles Hochtemperaturadsorbent in einem Reaktor kombiniert. Dieses Verfahren profitiert von einem geringeren Kühlbedarf und dadurch geringeren Wirkungsgradeinbußen (Damen 2007). Wie erste Berechnungen zeigen, könnte durch das SEWGS-Verfahren der Anlagenwirkungsgrad um einen Prozentpunkt im Vergleich zu Erdgas-Pre-Combustion-Prozessen mit chemischer Wäsche gesteigert werden, bei einer gleichzeitigen Steigerung der CO₂-Abtrennrage um 4 %-Punkte (Manzolini u. a. 2010).

Auch die Verwendung von Membranen könnte zukünftig den Energieeinsatz bei der Dampfpreformierung und der CO-Shift-Reaktion reduzieren und gleichzeitig zu einer höheren Abtrennrage (bis zu 100 %) beitragen. Der Prozess der Dampfpreformierung selbst kann verbessert werden, indem das Reaktionsprodukt Wasserstoff kontinuierlich über eine Membran abgeführt wird, was zu einer Steigerung der Umwandlungseffizienz und einem geringeren Dampfeinsatz führt (Göttlicher 1999; Damen 2007). Diese mikroporösen bzw. metallischen Membranen befinden sich derzeit noch im Laborstadium. Ersten Berechnungen zufolge ist allerdings mit Wirkungsgradverbesserungen des gesamten Kraftwerksprozesses von ca. 3 bis 5 %-Punkten gegenüber fortschrittlichen Erdgas-Pre-Combustion-Prozessen ohne Membrantechnologien wie dem SEWGS-basierten Prozess erreichbar (Damen 2007).

2.5 Oxyfuel-Kraftwerke

Ziel des Oxyfuel-Konzeptes zur CO₂-Abtrennung am Kraftwerk ist die Vermeidung von Stickstoff im Rauchgas, so dass nach dem Verbrennungsvorgang ein CO₂-reiches Rauchgas vorliegt. Dem Oxyfuel-Konzept liegt ein Verbrennungsprozess zugrunde, bei dem dem Brennstoff statt Luft nahezu reiner Sauerstoff zugeführt wird, so dass das Abgas nach der Verbrennung im Wesentlichen aus CO₂ und Wasserdampf besteht. Durch Auskondensieren der Wasserbestandteile und gegebenenfalls notwendiger Rauchgasreinigung entsteht ein CO₂-Strom, welcher anschließend für den Transport konditioniert wird. Das Oxyfuel-Konzept kann in Dampfkraftwerken mit herkömmlichen Feuerungsprozessen umgesetzt werden, aber auch in neuen, flammenlosen Verbrennungsprozessen, wie dem Chemical Looping Prozess.

2.5.1 Dampfkraftwerksprozess mit Sauerstoffverbrennung

Durch den Einsatz von reinem Sauerstoff im konventionellen Verbrennungsprozess werden im Vergleich zur luftgestützten Verbrennung weitaus höhere Verbrennungstemperaturen erreicht ($> 3500^\circ\text{C}$ bei einer adiabaten Sauerstoff-Kohleverbrennung). Da derzeit im Kraftwerksbau eingesetzte Materialien nicht für diese Temperaturen geeignet sind, wird die Brennkammertemperatur durch Rezirkulation des Rauchgases reduziert (Abbildung 2.7). Das Rauchgas enthält im Wesentlichen Kohlendioxid, Feinstaub, Wasserbestandteile sowie je nach Brennstoff Anteile von Schwefeldioxid und Stickoxiden. Außerdem enthält das Rauchgas ca. 3 % bis 5 % Sauerstoff, welcher aus dem Sauerstoffüberschuss resultiert, der notwendig ist, um eine vollständige Brennstoffausnutzung zu erreichen (Notz u. a. 2010). Durch die Rezirkulation des Rauchgases wird nicht umgesetzter Sauerstoff wieder dem Verbrennungsprozess zugeführt, und somit der Restsauerstoffgehalt im Rauchgas gesenkt. Aufgrund des im Vergleich zur Luftverbrennung reduzierten Rauchgasvolumenstroms und der veränderten Rauchgaszusammensetzung (O_2 - und H_2O -Konzentration) ergeben sich Veränderungen beim Strahlungswärmeübergang der Rauchgase. Dies erfordert eine Neuauslegung des Dampferzeugers und des Rauchgassystems im Kraftwerk (Kuckshinrichs u. a. 2011). Da hohe Anforderungen an die Reinheit des CO_2 zum Transport gestellt werden, muss das Rauchgas entsprechend gereinigt werden. Nach der Entstaubung werden etwa 76 % des Rauchgasstroms rezirkuliert. Der restliche Rauchgasstrom wird dem Rauchgaskondensator und der Entschwefelungsanlage zugeführt, so dass ein hochkonzentrierter ($> 95\%$) CO_2 -Abgasstrom entsteht, welcher für den anschließenden Transport komprimiert wird (Gilli u. a. 2004). Der Oxyfuel-Prozess ist typischerweise im Vergleich zu Pre- und Post-Combustion-Konzepten durch eine höhere CO_2 -Abscheiderate gekennzeichnet (Hendriks 2007; Alstom 2003).

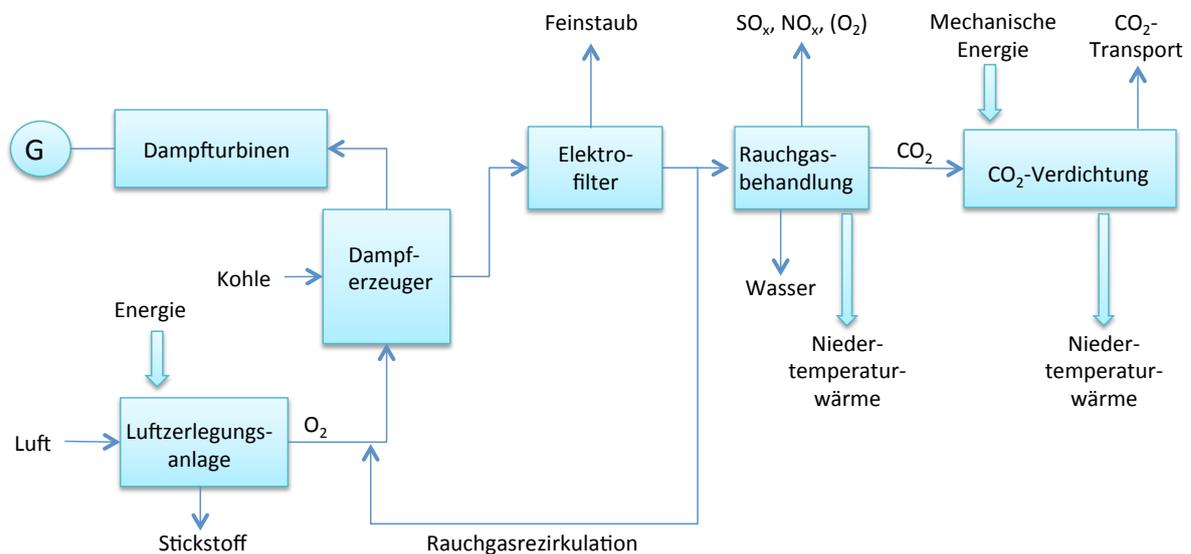


Abbildung 2.7: Schematische Darstellung des Oxyfuel-Kraftwerksprozesses mit Luftzerlegungsanlage (IEA 2008a)

Schlüsselkomponente dieses Konzepts ist die Luftzerlegungsanlage, welche den Sauerstoff aus der Umgebungsluft abtrennt. Stand der Technik ist die Abtrennung des Sauerstoffs mittels kryogener Verfahren bei Temperaturen unterhalb von -182°C . Luftzerlegungsanlagen von der Größenordnung, die notwendig wäre, um die Sauerstoffmenge für einen Kraftwerksprozess bereitzustellen sind derzeit für andere industrielle Anwendungen in Planung (Kuckshinrichs u. a. 2011). Somit stellt die technische Verfügbarkeit dieser Komponente keine Einschränkung bei der Anwendung im Oxyfuel-Dampfkraftwerk dar. Kryogene Verfahren sind allerdings

durch einen hohen Energieeinsatz gekennzeichnet, der etwa 20 % des Generatoroutputs betragen kann (Bohm u. a. 2007). Der daraus resultierende Anlagenwirkungsgradverlust beläuft sich auf ca. 6 bis 7 %-Punkte (Alstom 2003; Kuckshinrichs u. a. 2011). Aufgrund des hohen Energieaufwandes liegt in der Verbesserung dieser Verfahren ein wichtiges Potenzial zu Erhöhung der Effizienz der CO₂-Abtrennung. Der derzeitige Energieverbrauch zur Abtrennung einer Tonne Sauerstoff von 180 kWh_{el} könnte mittelfristig auf 150 kWh_{el} gesenkt werden (Leandri u. a. 2011). Beispielsweise kann der Bedarf an elektrischer Energie für die Luftzerlegung durch prozesstechnische Verbesserungen, z. B. den Dreisäulenprozess um etwa 20 % reduziert werden (Birnbaum u. a. 2010). Demgegenüber steht jedoch ein erhöhter Reinigungsaufwand aufgrund geringerer Sauerstoffreinheitsgrade.

Alternativ zur kryogenen Luftzerlegung kann der Sauerstoff durch Membrantechnologien aus der Luft abgetrennt werden. Diese keramischen Membranen sind ab einem Temperaturbereich größer 700°C sauerstoffdurchlässig, was besondere Anforderungen an die thermodynamische Integration in den Kraftwerksprozess stellt (Notz u. a. 2010). Durch Hochtemperaturmembranen lässt sich der Wirkungsgrad des Oxyfuel-Kraftwerksprozesses um bis zu 5 %-Punkte steigern, so dass die Sauerstoffbereitstellung kaum noch zu nennenwerten Wirkungsgradeinbußen führt (Hassa 2008). In diesem Fall resultieren Wirkungsgradverluste der Oxyfuel-CCS-Technologien gegenüber der Kraftwerkstechnologie ohne CCS hauptsächlich aus dem Energiebedarf für die Verflüssigung des CO₂, welcher ca. 3 bis 5 %-Punkte entspricht (Alstom 2003; Hassa 2008; Kuckshinrichs u. a. 2011).

Optimierungspotenzial liegt auch in der thermodynamischen Auslegung des Oxyfuel-Prozesses. Energetisch vorteilhaft ist die Vorwärmung des Sauerstoffs über das Rauchgas. Dadurch lässt sich der Gesamtwirkungsgrad um 1 %-Punkt steigern (Gilli u. a. 2004). Zudem kann die Kondensationswärme der Rauchgaswasserkondensationsanlage zur Speisewasservorwärmung verwendet werden. Bei der Verbrennung von Braunkohle ist eine Rauchgasentschwefelung notwendig. Diese ist dem Rauchgaswasserkondensator nachgeschaltet und kann im Vergleich zur Entschwefelungsanlage eines konventionellen Braunkohlekraftwerks etwas kleiner dimensioniert werden, da der Rauchgasvolumenstrom eines Oxyfuel-Kraftwerks geringer und die Schwefeldioxidkonzentration höher ist. Der geringere Rauchgasvolumenstrom bewirkt allerdings auch eine höhere Stickstoffdioxidkonzentration im Rauchgas im Vergleich zur Verbrennung mit Luft. In konventionellen Braunkohlekraftwerken ohne CCS können die NO_x-Emissionsgrenzwerte durch Primärmaßnahmen bei der Verbrennung eingehalten werden. Bei Oxyfuel-Kraftwerken kann gegebenenfalls die Notwendigkeit einer der Verbrennung nachgeschalteten Rauchgasentstickung notwendig sein, um die Grenzwerte einzuhalten und hohe CO₂-Reinheiten für den anschließenden CO₂-Transport zu gewährleisten (Birnbaum u. a. 2010).

2.5.2 Chemical Looping Verfahren

Das Chemical Looping Verfahren ist ein Verfahren der zweiten Generation von CCS-Technologien, bei dem anders als in der konventionellen Kraftwerkstechnik durch flammlose Oxidation des Brennstoffes thermische Energie gewonnen wird. Unter Verwendung eines Metalloxides (z. B. das Mineral Ilmenit) wird der für die Verbrennung notwendige Sauerstoff bereitgestellt. Der Brennstoff reagiert im Brennstoffreaktor unter Zugabe von Wasserdampf mit dem Sauerstoff des Metalloxids bei einer Temperatur von 950°C (Abbildung 2.8). Die bei dieser exotherm ablaufenden Reaktion entstehende Wärme wird nachfolgend zur Energieerzeugung eingesetzt. Nach der Verbrennung liegt CO₂ mit einem hohen Reinheitsgrad vor. Das reduzierte Metalloxid wird gegebenenfalls gereinigt und anschließend im Luftreaktor bei 1050°C

mit Sauerstoff angereichert und im Kreislaufprinzip wieder dem Brennstoffreaktor zugeführt. (Jopp 2011; Alstom 2003)

Prinzipiell lässt sich das Chemical Looping Verfahren für feste und gasförmige Brennstoffe einsetzen, wobei sich bisherige Forschungsaktivitäten auf den Einsatz von Erdgas oder Synthesegas konzentriert haben (BMW 2007). Bei der Verwendung gasförmiger Brennstoffe bietet sich eine druckaufgeladene Oxidation mit nachfolgendem Turbinenprozess an (Naqvi u. Bolland 2007). Das heiße Abgas der Chemical Looping Anlage, bestehend aus CO₂ und Wasserdampf, verrichtet in einem geeigneten Turbinenprozess Entspannungsarbeit, z. B.

in einem kombinierten CO₂- und Dampfturbinenprozess. Dieser Prozess entspricht einem konventionellen Erdgas-GuD-Prozess, in dem der Chemical Looping Prozess die Brennkammerfunktion der Gasturbine ersetzt. Wie Berechnungen für Erdgas-CCS-Kraftwerke mit Chemical Looping Technologie zeigen, können bei einer nahezu 100 %-igen CO₂-Abtrennung Nettowirkungsgrade von bis zu 53 % erreicht werden (Naqvi u. Bolland 2007).

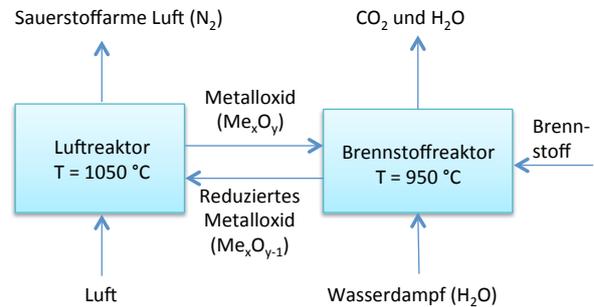


Abbildung 2.8: Schematische Darstellung des Chemical Looping Prozesses (Epple 2011)

Der direkte Einsatz von Kohlen im Brennstoffreaktor der Chemical Looping Anlage kann unter atmosphärischen Druckbedingungen im Wirbelschichtverfahren erfolgen (BMW 2007). Über Wärmetauscher wird die freigesetzte Wärme einem Dampfkraftprozess zugeführt. Wie Berechnungen nach Jopp (2011) und Alstom (2003) zeigen, wird von diesem Verfahren eine hohe Effizienz erwartet, mit Wirkungsgradeinbußen des CCS-Kraftwerks gegenüber Kraftwerksanlagen ohne CCS von 4 bis 5 %-Punkten, welche primär aus der Konditionierung des CO₂ für den Transport resultieren. Durch dieses Verfahren sind ebenfalls hohe Abscheideraten von bis zu 100 % erreichbar. Da sich dieses Verfahren noch in einem frühen Entwicklungsstadium befindet, besteht erheblicher Forschungsbedarf bei der Suche nach geeigneten Trägermaterialien für den Sauerstoff, welche eine ausreichende mechanische und thermische Stabilität aufweisen (Fischedick u. a. 2007). Ebenso muss der Partikelaustrag sowie die Auswirkungen der Partikel auf die Bauteile und die dynamischen Prozesse untersucht werden. Abschätzungen der Investitionskosten für die Chemical Looping Technologie zeigen gegenüber der Oxyfuel-Kraftwerkstechnologie mit kryogener Luftzerlegung Kostenersparnisse von ca. 30 bis 35 % und liegen damit in der Größenordnung von CCS-Kraftwerken mit karbonatbasiertem Post-Combustion-Verfahren (Alstom 2003).

2.6 Bandbreiten zukünftiger Investitionskosten und Wirkungsgrade von CCS-Kraftwerken

Die Charakterisierung der CCS-Technologien zeigt, dass eine Vielzahl von Verfahren diskutiert und erprobt werden, mit denen die technische Umsetzung der CO₂-Rückhaltung an Kraftwerken in Zukunft erfolgen könnte. In Bezug auf eine zukünftige kommerzielle Etablierung von CCS-Kraftwerkstechnologien kann zum gegenwärtigen Zeitpunkt keine eindeutige Vorteilhaftigkeit eines Verfahrens bzw. eines CCS-Konzeptes herausgestellt werden. Vielmehr existieren entsprechend des frühen Entwicklungsstadiums von CCS-Kraftwerkstechnologien zum Teil erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich der erreichbaren technischen und ökonomischen Parameter für den großtechnischen Einsatz von CCS-Kraftwerkstechnologien, insbesondere in Bezug

auf Investitionskosten und Wirkungsgrade. Gründe für diese Unsicherheiten liegen vor allem in der Unkenntnis der Realisierbarkeit von technischen Verfahren und der Skalierbarkeit von Verfahren vom Pilot- und Demonstrationsanlagenmaßstab auf kommerzielle Kraftwerksblockgrößen sowie den damit verbundenen Kosten. Um die Unsicherheiten hinsichtlich der wesentlichen technischen und ökonomischen Kraftwerkskenngrößen in der modellgestützten, quantitativen Analyse zu berücksichtigen, wurden basierend auf einer Auswertung der in der Literatur veröffentlichten Kraftwerkskenngrößen Wertebereiche für zukünftige Investitionskosten und Wirkungsgrade abgeleitet. Als Literaturquellen dienten neben Dokumentationen von Falluntersuchungen für kommerzielle CCS-Kraftwerke auch Veröffentlichungen von Forschungsergebnissen auf dem Gebiet der technischen und ökonomischen Bewertung von Energietechnologien sowie Einschätzungen von Fachverbänden (vgl. Anhang B, Tabelle B.1 auf Seite XXVIII). Die Literatursauswertung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit sondern beabsichtigt eine fundierte Abschätzung der Spannbreiten zukünftiger CCS-Kraftwerksparameter zu ermöglichen.

Wie die Ergebnisse der Literatursauswertung zeigen, weist der Großteil der ausgewerteten Studien Wirkungsgradverluste der CCS-Kraftwerke¹ gegenüber den Kraftwerkstechnologien ohne CCS in einem Bereich zwischen 6 und 12 %-Punkten auf (Abbildung 2.9). Dieses Intervall spiegelt die Bandbreite sowohl für Pre-Combustion, Post-Combustion und Oxyfuel-Konzepte als auch für kohle- und erdgasbasierte CCS-Technologien gleichermaßen wider.

Für Post-Combustion-Konzepte ist die Bandbreite der Wirkungsgradverluste der CCS-Technologien ggü. der Kraftwerkstechnologie ohne CCS durch vergleichsweise hohe Wirkungsgradverluste für CCS-Technologien der ersten Generation, wie aminbasierte Waschverfahren, gekennzeichnet. Für CCS-Technologien der zweiten Generation, zu dem das Carbonate Looping Verfahren zählt, sind deutliche Wirkungsgradverbesserungen zu erwarten, mit Steigerungen ggü. CCS-Konzepten der ersten Generation von bis zu 6 %-Punkten. Im Mittel ergab die Auswertung der Literatur Wirkungsgradeinbußen für kohlebasierte Post-Combustion-Konzepte von knapp 10 %-Punkten und für erdgasbasierte Post-Combustion-Technologien 9 %-Punkte.

Für Pre-Combustion-Kraftwerke ist die Spannbreite der Wirkungsgradverluste für die CO₂-Abtrennung durch hohe Wirkungsgradverluste für kohlegefeuerte IGCC Technologien mit luftgestützter Vergasung und chemischer CO₂-Absorption charakterisiert. Niedrigere Wirkungsgradverluste an IGCC-Kraftwerken sind durch Sauerstoffvergasung und physikalische CO₂-Absorption erreichbar. Alternativ zu absorptionsbasierten Verfahren kann die Gastrennung von Wasserstoff und CO₂ des Synthesegases mittels Membrantechnologien erfolgen, wodurch weniger Energie zur Abtrennung aufzuwenden ist und sich die Wirkungsgradverluste der CO₂-Abtrennung weiter reduzieren lassen. Sehr niedrige Wirkungsgradverluste zeigen die Studien für das SEWGS-Verfahren (Viebahn u. a. 2010). Für die Gesamtheit der ausgewerteten Studien zu Pre-Combustion-Technologien ergibt sich ein Durchschnitt der Wirkungsgradverluste von ca. 8 %-Punkte für IGCC-CCS-Kraftwerke auf Kohlebasis sowie für Erdgas-GuD-Kraftwerke mit CCS. Damit liegen die durchschnittlichen Wirkungsgradverluste für Pre-Combustion-Technologien um 2 %-Punkte (Kohlen) bzw. 1 %-Punkt (Erdgas) unter dem Durchschnitt für Post-Combustion-Konzepte.

Für Oxyfuel-Verfahren ergibt sich über die Gesamtheit der ausgewerteten Studien ein Mittel von knapp 9 %-Punkten Wirkungsgradverlust für Kohle-CCS-Technologien ggü. der Technologie ohne CCS und für Erdgas-Oxyfuel-Kraftwerke von 10 %-Punkten. Die Bandbreite der Wirkungsgradverluste von 6 bis 12 %-Punkten ist durch tendenziell hohe Wirkungsgradver-

¹ inkl. der Energieaufwendungen für die Komprimierung des CO₂ am Kraftwerk

luste für Oxyfuel-Kraftwerke mit kryogener Luftzerlegung geprägt, wohingegen für Oxyfuel-Verfahren der zweiten Generation, wie dem Chemical Looping Verfahren niedrigere Wirkungsgradverluste erreichbar scheinen.

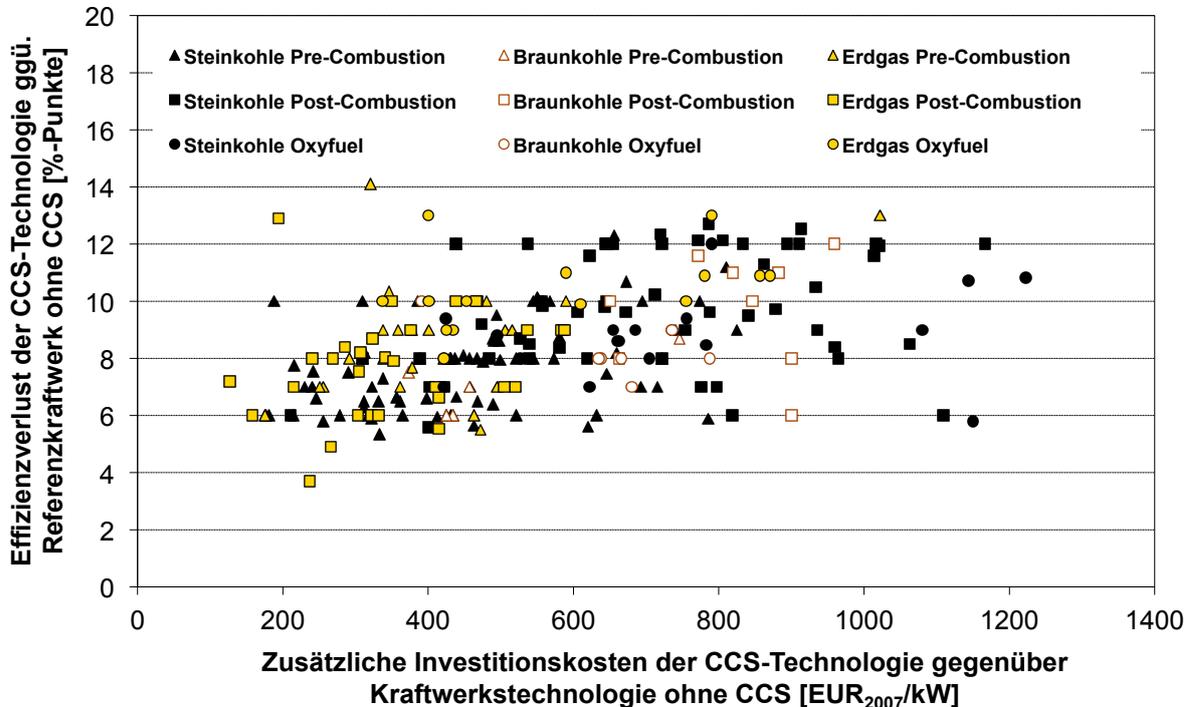


Abbildung 2.9: Wirkungsgradverluste und Investitionsmehrkosten von CCS-Kraftwerken ggü. Kraftwerken ohne CCS - Ergebnisse der Literaturlauswertung

Die Bandbreite für die zusätzlichen Investitionskosten für die CO₂-Abtrennung und Komprimierung erstreckt sich über ca. 200 bis 1.300 €₂₀₀₇/kW, wobei sich die Bandbreiten der Investitionskosten zwischen den CCS-Konzepten und Energieträgern unterscheiden.

Gegenüber einem Kraftwerk ohne CCS liegen die zusätzlichen Investitionskosten für die CO₂-Abtrennung mit Post-Combustion-Verfahren im Bereich zwischen 400 und 1.200 €₂₀₀₇/kW für Anlagen auf Kohlebasis und zwischen 200 und 600 €₂₀₀₇/kW für Erdgasanlagen. In relativen Kostentermen ergibt sich eine Spannbreite der zusätzlichen Investitionskosten von CCS-Kohlekraftwerken gegenüber den Investitionskosten der Technologie ohne CCS von 30 bis 65 % (Tabelle 2.2). Für Erdgas-GuD-Technologien beträgt die Spannbreite der relativen Investitionsmehrkosten 30 bis 85 %. Im Mittel betragen die Investitionsmehrkosten für die CO₂-Abtrennung mit Post-Combustion-Verfahren 770 €₂₀₀₇/kW für Kohlekraftwerke und 390 €₂₀₀₇/kW für Erdgaskraftwerke.

Die Investitionsmehrkosten für die CO₂-Abscheidung mit Pre-Combustion-Technologien bewegen sich für kohlegefeuerte Anlagen zwischen 200 und 1.100 €₂₀₀₇/kW und für Erdgasanlagen zwischen 200 und 600 €₂₀₀₇/kW. Für kohlegefeuerte IGCC-Kraftwerke entspricht dies Investitionsmehrkosten von ca. 20 bis 60 % und für Erdgas-GuD-Kraftwerke von ca. 30 bis 85 %. Die Bandbreite der Mehrkosten für kohlegefeuerte Pre-Combustion-CCS-Kraftwerke liegt damit um etwa 100 bis 200 €₂₀₀₇/kW unter den Mehrkosten für Post-Combustion-Technologien. Allerdings unterscheiden sich die Investitionskosten der Referenztechnologien, so dass sich bei Betrachtung der Bandbreite der absoluten Investitionskosten ein ähnliches Niveau der

Investitionskosten wie das der Post-Combustion-Technologien zeigt. Auch für Erdgas-Pre-Combustion-Technologien ergab die Literaturlauswertung eine Spannbreite der Investitionskosten in der Größenordnung von Post-Combustion-Technologien. Im Mittel betragen die Investitionsmehrkosten von Kohle-IGCC-Kraftwerken mit CCS 530 €₂₀₀₇/kW gegenüber der IGCC-Technologie ohne CCS und von Erdgas-Pre-Combustion-Technologien 450 €₂₀₀₇/kW gegenüber GuD-Kraftwerken ohne CCS.

Die zusätzlichen Investitionskosten für Oxyfuel-CCS-Kraftwerke gegenüber den Referenztechnologien ohne CO₂-Abtrennung ergeben entsprechend der Literaturlauswertung eine Spannbreite von 400 bis 1.300 €₂₀₀₇/kW für kohlegefeuerte Anlagen und 300 bis 800 €₂₀₀₇/kW für Erdgasanlagen, bzw. in relativen Investitionskosten zusätzlich 40 bis 75 % für Kohletechnologien mit CCS und 50 bis 100 % für Erdgastechnologien mit CCS. Damit liegt das Maximum der Bandbreite über dem der Post-Combustion-Technologien. Die Mittelwerte der Investitionsmehrkosten der ausgewerteten Studien liegen bei 840 €₂₀₀₇/kW für Oxyfuel-Kohlekraftwerke und 640 €₂₀₀₇/kW für Oxyfuel-Erdgasanlagen. Somit ist der Mittelwert der Investitionsmehrkosten für Oxyfuel-Technologien auf Kohlebasis um 70 €₂₀₀₇/kW höher als der Mittelwert für Post-Combustion-Kohlekraftwerke. Höheren Investitionsmehrkosten für Oxyfuel-Verfahren im Vergleich zu Post- bzw. Pre-Combustion-Konzepten steht meist eine höhere CO₂-Abscheiderate der Oxyfuel-Technologie gegenüber.

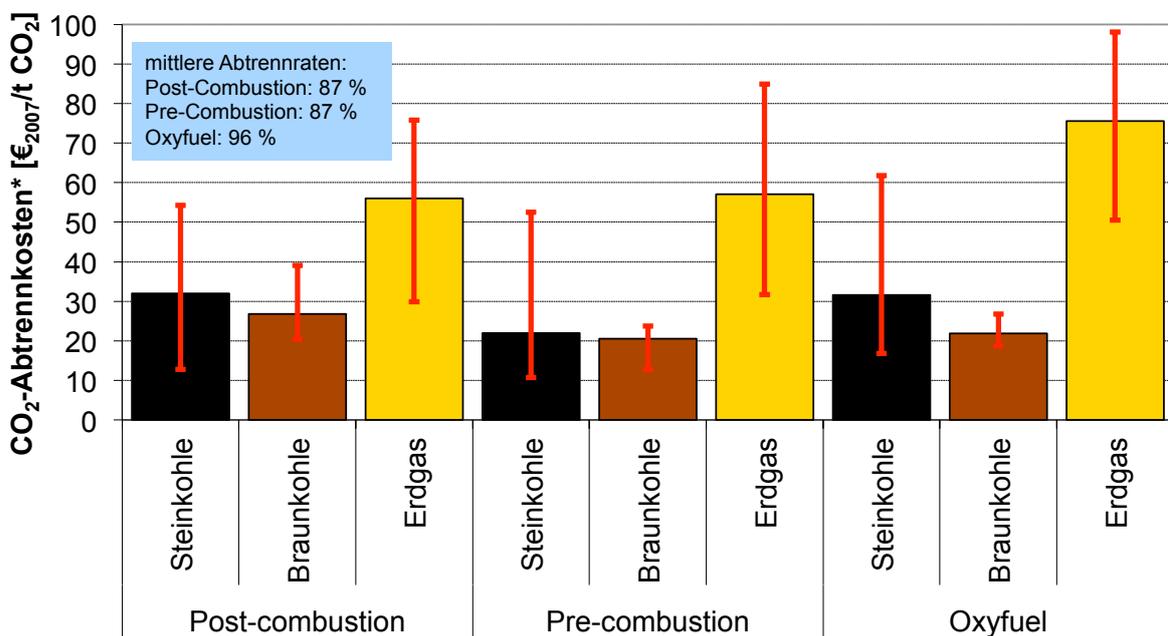
Prinzipiell lassen sich mit den verschiedenen Verfahren zur CO₂-Abtrennung unterschiedliche Abtrennraten erzielen. Die Literaturlauswertung zeigt für Post-Combustion und Pre-Combustion-Konzepte mit jeweils einer durchschnittlichen Abtrennrate von 87 % ein geringeres Niveau der CO₂-Abtrennung als Oxyfuel-Technologien, für die sich ein Mittelwert von 96 % ergibt. Diese Tendenz findet sich auch in vergleichenden Studien, wie Hendriks (2007) und Viebahn u. a. (2010), wieder. Für Post-Combustion-Konzepte ist zu erwarten, dass mit chemischen Wäschen niedrigere Abtrennraten erreicht werden, als beispielsweise mit karbonatbasierten Verfahren (Birnbäum u. a. 2010), was auf eine geringere Absorptionsfähigkeit der Waschmittel zurückzuführen ist. Bei der CO₂-Abtrennung nach dem Oxyfuel-Konzept sind restliche CO₂-Emissionen primär durch Leckageverluste zu erwarten, was im Vergleich zu den anderen beiden Abtrennkonzerten zu höheren CO₂-Abtrennraten führt. Für Oxyfuel-Verfahren der zweiten Generation, wie beispielsweise dem Chemical Looping, scheinen Abtrennraten von bis zu 100 % realisierbar zu sein (Alstom 2003; Damen 2007).

Tabelle 2.2: Bandbreiten von Investitionsmehrkosten und Wirkungsgradeinbußen von CCS-Technologien gegenüber Kraftwerken ohne CCS

Energie-träger	CCS-Technologie	Investitionsmehrkosten ggü. Kraftwerk ohne CCS	Wirkungsgradverlust ggü. Kraftwerk ohne CCS
Kohlen	Pre-Combustion	20 % - 65 %	6 - 12 %-Punkte
	Post-Combustion	30 % - 65 %	6 - 12 %-Punkte
	Oxyfuel-Combustion	40 % - 75 %	6 - 12 %-Punkte
Erdgas	Pre-Combustion	30 % - 85 %	6 - 12 %-Punkte
	Post-Combustion	30 % - 85 %	6 - 12 %-Punkte
	Oxyfuel-Combustion	50 % - 100 %	6 - 12 %-Punkte

Basierend auf den Bandbreiten und den Mittelwerten für die zusätzlichen Investitionskosten und Wirkungsgradverluste der CO₂-Abtrennung lassen sich die Kosten der CO₂-Abtrennung ableiten. Die CO₂-Abtrennkosten an Post-Combustion-Technologien sind bei unter-

stellten Brennstoffpreisen von 1,2 €₂₀₀₇/GJ für Braunkohle, 3,1 €₂₀₀₇/GJ für Steinkohle und 9,4 €₂₀₀₇/GJ für Erdgas, einem Zinssatz von 7,5 % und einer jährlichen Anlagenauslastung von 85 % mit durchschnittlich 32 €₂₀₀₇/t CO₂ für Steinkohle-Post-Combustion-Kraftwerke, 27 €₂₀₀₇/t CO₂ für Braunkohleanlagen und 56 €₂₀₀₇/t CO₂ für Erdgasanlagen zu quantifizieren. Der aus den Spannweiten der CCS-Parameter resultierenden Bereich für die Abtrennkosten liegt bei kohlegefeuerten Post-Combustion-Technologien zwischen 13 und 54 €₂₀₀₇/t CO₂ und für erdgasgefeuerte Technologien zwischen 30 und 76 €₂₀₀₇/t CO₂. In Bezug auf die geringere Spannweite der CO₂-Abtrennkosten an Braunkohlekraftwerken im Vergleich zu Steinkohlekraftwerken ist zu berücksichtigen, dass in der Vergangenheit weitaus weniger Studien explizit zu Braunkohle-CCS-Kraftwerken durchgeführt worden sind und somit die Anzahl der Studien zu Braunkohle-CCS-Technologien, die in den Studienvergleich eingeflossen sind, verglichen mit der Anzahl der der Studien zu Steinkohle-CCS-Technologien geringer ist.



* inkl. CO₂-Kompression am Kraftwerk; Brennstoffpreise frei Kraftwerk: Steinkohle: 3,1 EUR₀₇/GJ, Braunkohle: 1,2 EUR₀₇/GJ, Erdgas: 9,4 EUR₀₇/GJ; Zins: 7,5 %, Jahresauslastung 85%

Abbildung 2.10: Durchschnittliche CO₂-Abtrennkosten und Bandbreiten nach CCS-Kraftwerkskonzept und Brennstoff basierend auf den Ergebnissen der Literaturlauswertung

Für Pre-Combustion-Technologien liegen die Kosten der CO₂-Abtrennung, welche sich aus der Literaturlauswertung ergeben, mit durchschnittlich 21 €₂₀₀₇/t CO₂ für braunkohlegefeuerte Pre-Combustion-Konzepte um 6 €₂₀₀₇/t CO₂ unter dem Durchschnittswert der Post-Combustion-Technologien und mit 22 €₂₀₀₇/t CO₂ für Pre-Combustion-Technologien auf Basis Steinkohle um 10 €₂₀₀₇/t CO₂ unter dem Post-Combustion-Mittel. Der Mittelwert der CO₂-Abtrennkosten für erdgasgefeuerte Pre-Combustion-Technologien beläuft sich auf 57 €₂₀₀₇/t CO₂ und ist damit auf dem Niveau der Post-Combustion-Technologien. Die Bandbreite der CO₂-Abtrennkosten für Braun- und Steinkohle-Pre-Combustion-Technologien weist im günstigsten Fall 11 €₂₀₀₇/t CO₂ und im ungünstigsten Fall 53 €₂₀₀₇/t CO₂ auf. Die Bandbreite für Erdgas-Pre-Combustion-Technologien beträgt 32 bis 85 €₂₀₀₇/t CO₂ und liegt an ihrem Maximum um 10 €₂₀₀₇/t CO₂ über dem Maximum der Erdgas-Post-Combustion-Technologien.

Die Kosten der CO₂-Abtrennung für kohlegefeuerte Oxyfuel-Kraftwerke liegen im Durchschnitt bei 22 €₂₀₀₇/t CO₂ für Braunkohleanlagen und 32 €₂₀₀₇/t CO₂ für Steinkohleanlagen mit einer Bandbreite der Kosten für Steinkohle-Oxyfuel-Technologien zwischen 17 €₂₀₀₇/t CO₂ und 62 €₂₀₀₇/t CO₂. Für erdgasgefeuerte Oxyfuel-Kraftwerke ergeben sich die höchsten CO₂-Abtrennkosten aller CCS-Konzepte mit 98 €₂₀₀₇/t CO₂, was besonders auf die hohen Investitionskosten von Erdgas-Oxyfuel-Kraftwerken zurückzuführen ist. Im günstigsten Fall beträgt die Höhe der Abtrennkosten an Erdgas-Oxyfuel-Kraftwerken 51 €₂₀₀₇/t CO₂.

2.7 Fazit - CCS-Technologien

Die technologiebezogene Analyse von CCS-Kraftwerken, die sich auf die Auswertung verfügbarer Literatur stützt, zeigt, dass für die drei CO₂-Abtrennkonzepte (Pre-Combustion, Post-Combustion und Oxyfuel) jeweils unterschiedliche Gastrennverfahren zum Einsatz kommen können, welche entweder direkt zur CO₂-Abscheidung oder indirekt zur Bereitstellung von Sauerstoff für die Verbrennung oder Vergasung dienen. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt kann keine eindeutige Vorteilhaftigkeit eines Verfahrens zur CO₂-Abtrennung am Kraftwerk herausgestellt werden. Derzeitig weisen CCS-Kraftwerke mit CO₂-Abtrennung nach der Verbrennung mittels einer chemischen Wäsche den weitesten Entwicklungsstand auf. Für alle drei CCS-Kraftwerkskonzepte bestehen erhebliche Entwicklungspotenziale sowohl was kostenseitige Aspekte als auch technische Parameter, wie Kraftwerkswirkungsgrade und CO₂-Abscheideraten betrifft. In Abhängigkeit von den Verfahren zur Gastrennung und deren technischen Charakteristika sowie der Einbindung der CO₂-Abscheidung in den Kraftwerksprozess sind zukünftig Wirkungsgradeinbußen gegenüber der jeweiligen Kraftwerkstechnologie ohne CO₂-Abtrennung von 6 bis 12 %-Punkten zu erwarten. CCS-Kraftwerkskonzepte der ersten Generation, wie Dampfkraftwerke mit einer aminbasierten Rauchgaswäsche oder Oxyfuelkraftwerke mit kryogener Sauerstoffbereitstellung, sind durch einen hohen Energieeigenbedarf und damit vergleichsweise hohe Wirkungsgradverluste gegenüber Kraftwerkstechnologien ohne CO₂-Abtrennung gekennzeichnet.

Durch Prozessoptimierungen und den Einsatz neuer Materialien und CO₂-Lösungsmittel können Wirkungsgradsteigerungen und Investitionskostenreduktionen erzielt werden. Im Bereich der aminbasierten Waschverfahren zählen dazu der Einsatz von gehinderten Aminen bzw. Lösungsmittelkombinationen und der Einsatz von Membranen zur Verbesserung der Fluidodynamik und Reduktion des Eintrags von Verunreinigungen aus dem Rauchgas in das Lösungsmittel sowie strömungstechnische Optimierungen zur Reduktion der Absorbergröße (Abbildung 2.11). Neben Prozessverbesserungen bei aminbasierten Nassverfahren stellen Post-Combustion-Verfahren auf Basis von Ammoniak bzw. trockene Absorptionsverfahren auf Basis von Kalzium (Carbonate Looping) weitere Optionen zur Reduktion der Energieintensität und der Kosten der CO₂-Abtrennung dar, die Wirkungsgradverluste auf bis zu 6 %-Punkte gegenüber Kraftwerken ohne CCS begrenzen könnten. Für Pre-Combustion-Konzepte sind Verbesserungen durch die Vergasung mit Sauerstoff und die Wasserstoffabtrennung durch Membranen zu erwarten. Aufgrund der hohen Komplexität des IGCC-Prozesses bietet auch die verbesserte thermodynamische Einbindung des CO₂-Abtrennprozesses Potenzial zur Wirkungsgradverbesserung. Bei Oxyfuel-CCS-Konzepten kann insbesondere die Sauerstoffbereitstellung durch die verbesserte thermische Integration der kryogenen Luftzerlegung bzw. durch die Verwendung von Membranen zur Sauerstoffgewinnung optimiert werden. Durch das Chemical Looping Verfahren, als einen Vertreter der zweiten Generation von Oxyfuel-Verfahren, könnten weitere Wirkungsgradpotenziale bei reduzierten Investitionskosten und hohen CO₂-Abtrennraten erschlossen werden.

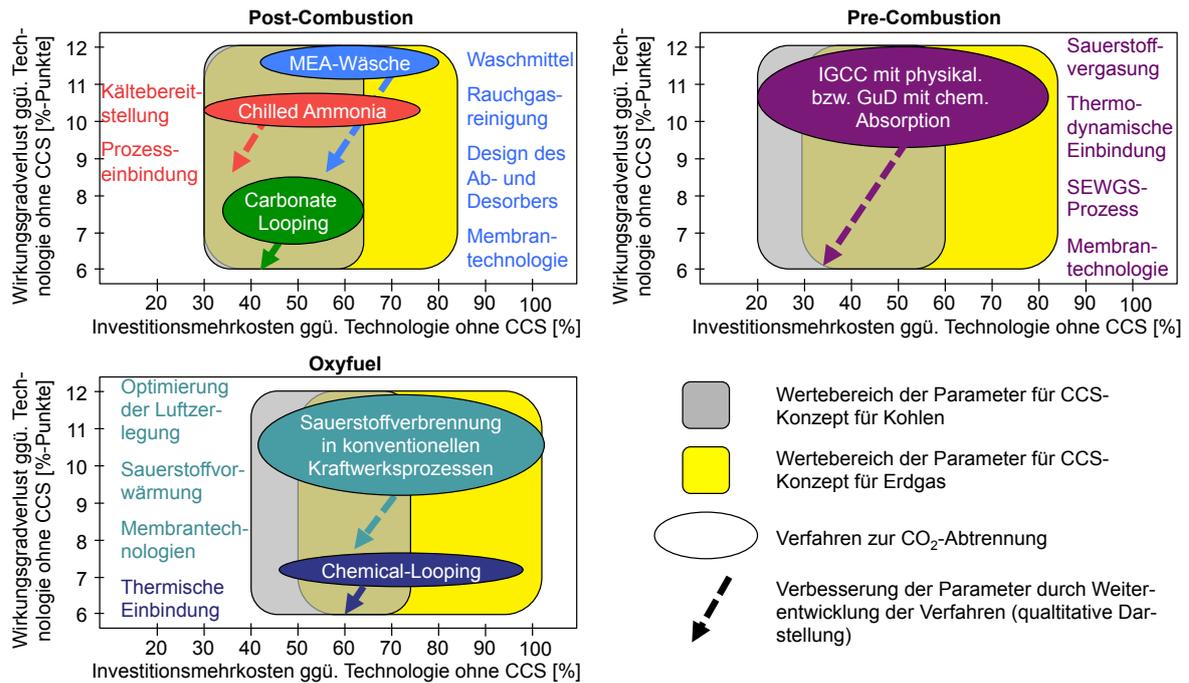


Abbildung 2.11: Zusammenfassung der technischen Entwicklungsmöglichkeiten von CCS-Kraftwerkstechnologien

Entsprechend ergeben sich analog zu den Bandbreiten für zukünftig zu erwartende Wirkungsgradeinbußen gegenüber Kraftwerken ohne CCS Bandbreiten für Investitionsmehrkosten, die aus dem zusätzlichen Bauaufwand für die CO₂-Abtrennung oder die Sauerstoffbereitstellung bzw. den neuen Kraftwerkskonzepten resultieren. Basierend auf der Auswertung entsprechender Literatur sind die zusätzlichen Investitionskosten für kohlegefeuerte Post-Combustion-Kraftwerke mit 30 bis 65 % und für Oxyfuel-Kraftwerke mit 40 bis 75 % der Investitionskosten eines modernen überkritischen Dampfkraftwerks zu quantifizieren. Für IGCC-Kohlekraftwerke betragen die zusätzlichen Investitionskosten für die CO₂-Abscheidung 20 bis 60 %. Für Erdgaskraftwerke mit CO₂-Abscheidung ergibt sich eine Bandbreite der Investitionsmehrkosten gegenüber einem Erdgas-GuD-Kraftwerke ohne CO₂-Abscheidung in Höhe von 30 bis 85 % für Pre- und Post-Combustion-Konzepte und von 50 bis 100 % für Oxyfuel-Kraftwerke.

3 CO₂-Transport und Lagerung in Europa

Der Abtrennung und Verflüssigung des CO₂ am Kraftwerk schließen sich der Transport und die unterirdische Lagerung des CO₂ an. Als Lagerstätten eignen sich generell salzwasserführende Gesteinsschichten (saline Aquifere), Kohlenwasserstoffspeicher sowie Kohleflöze. Die Nutzung der CO₂-Speicherpotenziale und die damit verbundene Frage nach den möglichen Transportoptionen ist maßgeblich durch die geographische Lage der Speicher und der Standorte der CO₂-Abtrennung und den daraus resultierenden Transportdistanzen sowie den Transportmengen bestimmt. Zur Beantwortung der Frage nach den Transportentfernungen wurde eine Analyse mittels eines Geo-Informations-Systems (GIS) vorgenommen. Dabei stand die Evaluation repräsentativer Kraftwerksstandorte (Abschnitt 3.1) und Lagerstätten (Abschnitt 3.2) und die Berechnung typischer Transportentfernungen für die Staaten der EU-27 im Mittelpunkt. Darauf aufbauend wurden Kosten-Potenzialkurven für den CO₂-Transport und die Speicherung abgeleitet (Abschnitt 3.3), welche die Grundlage der Abbildung des CO₂-Transports und der Speicherung im Energiesystemmodell bilden (Kapitel 4).

3.1 Potenzielle Standorte für CCS-Technologien in Europa

Ausgehend von der derzeitigen Kraftwerks- und Industriestruktur in den europäischen Staaten wurden mögliche Standorte für zukünftige CCS-Kraftwerke und industrielle CCS-Anlagen auf Basis der Platts Kraftwerksdatenbank (Platts 2008) und des europäischen Emissionsregisters (European Pollutant Emission Register - EPER) (EEA 2008) identifiziert. Dieses Vorgehen unterstellt, dass zukünftig neue CCS-Kraftwerke bzw. Industrieanlagen mit CCS primär an existierenden Standorten errichtet werden und vorrangig Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen an bestehenden Standorten vorgenommen werden. Darüber hinaus wurden aktuell in Neuerschließung befindliche Kraftwerksstandorte als potenzielle Standorte für CCS-Technologien aufgenommen. Obwohl in der vorliegenden Untersuchung der Schwerpunkt auf CCS-Technologien zur Stromerzeugung liegt, sind in der Analyse der potenziellen CCS-Standorte ebenfalls Industriestandorte erfasst, um die Konkurrenz zwischen CCS-Technologien der Industrie und CCS-Kraftwerkstechnologien um verfügbare CO₂-Lagerstätten mit zu berücksichtigen.

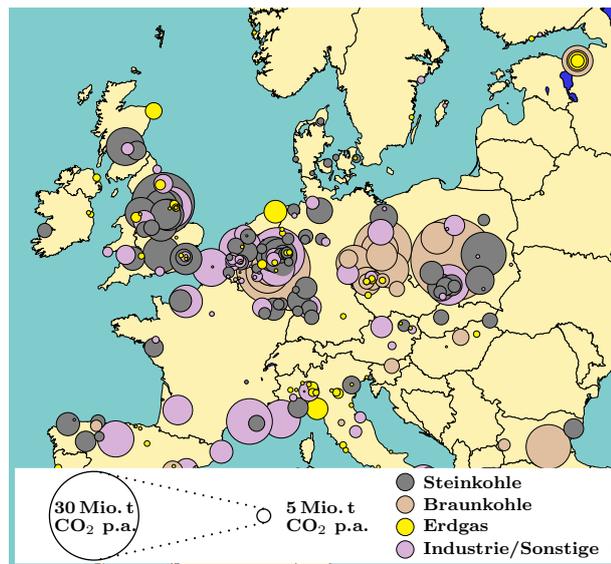


Abbildung 3.1: Mögliche Standorte für CCS-Kraftwerke und Industrieanlagen mit CCS in Europa

Kriterien für die Auswahl der Kraftwerksstandorte sind einerseits eine Mindestleistung von 600 MW je Standort und der Einsatz von Braunkohle, Steinkohle oder Erdgas. Für die EU-27 wurden durch die Analyse derzeitig existierender Kraftwerke und Industrieunternehmen etwa 300 Standorte identifiziert (davon 45 in Deutschland), die für eine CO₂-Abscheidung in Frage kommen könnten. Die Kraftwerksstruktur in Europa zeigt zwischen den einzelnen Staaten deutliche Unterschiede hinsichtlich der eingesetzten Energieträger und der Erzeugungsleistung an den jeweiligen Standorten. Die größten europäischen Kraftwerks-

standorte auf Basis fossiler Energieträger mit einer gesamten installierten Bruttoleistung von mehr als 3 GW je Standort befinden sich in Deutschland (Braunkohlekraftwerke in Jänschwalde und Niederaussem), in Nordengland (Steinkohlekraftwerk in Drax), in Polen (Braunkohlekraftwerk Belchatow) und am Standort Eems in den Niederlanden (Abbildung 3.1 und Tabelle 3.1). Die gesamte Bruttoleistung dieser Standorte summiert sich auf 18,5 GW und damit ca. 4 % der gesamten installierten Bruttoleistung auf Basis fossiler Energieträger in der EU-27 (Datenbasis 2008, (Platts 2008)). Weitere 46,4 GW (11 %) brutto waren in kohle- und erdgasbasierten Kraftwerksstandorten mit einer Standortgröße zwischen 1,8 und 3,0 GW in der EU-27 in 2008 installiert (Platts 2008).

Für den überwiegenden Teil der großen Kraftwerkstandorte zeigt die Alterstruktur der Kraftwerke, dass Außerbetriebnahmen bzw. Retrofit- oder Ersatzinvestitionen in den kommenden ein bis zwei Dekaden vorgenommen werden müssten (Tabelle 3.1). Insbesondere die Kraftwerke der großen Standorte in Großbritannien und Polen sind durch ein vergleichsweise hohes durchschnittliches Alter gekennzeichnet. An den Standorten Didcot, Eggborough und Cottam in Großbritannien beträgt das durchschnittliche Alter der Kraftwerke mehr als 30 Jahre. Auch an den polnischen Standorten Belchatow, Polaniec und Patinow sind die Kraftwerke mehr als 20 Jahre alt. In Deutschland sind die Braunkohlekraftwerke im Rheinischen Revier (z. B. Weisweiler und Niederaussem) bereits seit den 60iger und 70iger Jahren in Betrieb. Dies zeigt, dass unter der Voraussetzung der Verfügbarkeit der entsprechenden CCS-Technologien, die Möglichkeit des Neubaus von CCS-Technologien an diesen großen Standorten in Europa nach der Stilllegung der Bestandskraftwerke mittelfristig nicht unrealistisch erscheint.

Tabelle 3.1: Altersstruktur ausgewählter großer Kraftwerksstandorte in Europa (Platts 2008)

Land	Standort	Hauptbrennstoff	Bruttoleistung [GW _{el}]	Durchschnittliches Alter der Anlagen in Jahren (Basis 2008)			
				0-10	11-20	21-30	>30
Deutschland	Staudinger	Steinkohle	1,8		45 %		55 %
	Jänschwalde	Braunkohle	3,0			100 %	
	Niederaussem	Braunkohle	3,8	25 %			75 %
	Weisweiler	Braunkohle	2,8	18 % ¹			82 %
Großbritannien	Didcot	Steinkohle	1,9				100 %
	Eggborough	Steinkohle	2,0				100 %
	Drax	Steinkohle	4,0			50 %	50 %
	Cottam	Steinkohle	2,0				100 %
	Peterhead	Erdgas	2,3	30 %	10 %		60 %
Polen	Belchatow	Braunkohle	4,3			100 %	
	Polaniec	Steinkohle	1,8			63 %	37 %
	Patinow	Braunkohle	1,7			28 %	72 %
Niederlande	Eems	Erdgas	3,1		75 %	5 %	20 %
	Maasvlakte	Steinkohle	2,1	50 %			50 %

¹ Vorschaltgasturbinen

Unter der Annahme, dass die Kraftwerksleistungen an den derzeit erschlossenen bzw. in Erschließung befindlichen Standorten auch für CCS-Kraftwerke realisiert werden können, wurden für jeden evaluierten Standort basierend auf den derzeit hauptsächlich eingesetzten Brennstoffen die maximalen CO₂-Abtrennmengen bestimmt. Für sehr große Kraftwerksstandorte resultierten daraus CO₂-Transportmengen von bis zu 28 Mio. t CO₂ jährlich je

Standort². Kraftwerksstandorte, welche eine maximale CO₂-Menge größer als 20 Mio. t CO₂ p. a. abtrennen könnten, stellen etwa 10 % aller identifizierten CCS-Kraftwerksstandorte in der EU-27 dar sowie Kraftwerksstandorte mit einer jährlichen Höchstmenge zwischen 10 Mio. t CO₂ und 20 Mio. t CO₂ etwa 30 %. Weitere 30 % entfallen auf Standorte mit CO₂-Abtrennmengen zwischen 5 Mio. t CO₂ und 10 Mio. t CO₂ pro Jahr.

Tabelle 3.2: Maximal mögliche jährliche abgetrennte Mengen an CO₂ auf Basis der derzeitigen Kraftwerksstruktur und der identifizierten potenziellen Standorte für CCS-Kraftwerke der öffentlichen Versorgung in Europa (basierend auf Platts (2008) und eigenen Berechnungen)

Region	Steinkohle [Mio. t CO ₂]	Braunkohle [Mio. t CO ₂]	Erdgas [Mio. t CO ₂]
Deutschland	154	129	63
Großbritannien, Irland	158	2	39
Frankreich	25	8	1
Spanien, Portugal	44	11	36
Belgien, Luxemburg, Niederlande	36	0	17
Alpenländer ¹ , Italien, Slowenien	33	8	52
Südosteuropa ²	14	78	10
Nordeuropa ³	14	0	9
Osteuropa ⁴	88	107	27
EU-27	567	341	249

¹ Österreich und die Schweiz

² Bulgarien, Griechenland, Malta, Rumänien und Zypern

³ Dänemark, Finland, Island, Norwegen und Schweden

⁴ Estland, Lettland, Litauen, Polen, Tschechien, Slowakei und Ungarn

Die Analyse der Kraftwerksstandorte in Europa gibt Anhaltspunkte darüber, welche maximalen CO₂-Abtrennmengen je Energieträger für die europäischen Staaten bei Fortbestand derzeitiger Kraftwerksstrukturen anfallen könnten, was wiederum Auswirkungen auf die Transportkosten je Standort hat. Unter Berücksichtigung einer Kraftwerksauslastung von 7500 Stunden und einer maximalen Abscheiderate von 96 % und einem durchschnittlichen Nettowirkungsgrad von 39 % für CCS-Kohlekraftwerke, könnten in Europa jährlich maximal 567 Mio. t CO₂ aus Steinkohle-CCS-Kraftwerken und 341 Mio. t CO₂ aus Braunkohle-CCS-Kraftwerken abgetrennt werden (Tabelle 3.2). Die Hälfte dieser Maximalmengen entfällt dabei auf Deutschland und Großbritannien mit 442 Mio. t CO₂ pro Jahr aus kohlegefeuerten Anlagen. Die maximalen CO₂-Abtrennmengen aus den Kohlekraftwerken der ost- und südosteuropäischen Staaten belaufen sich auf knapp 290 Mio. t CO₂ und damit etwa 30 % der maximalen Abtrennmenge aller europäischen Kohlekraftwerke. Entsprechend der Kraftwerksstruktur in den restlichen Regionen Europas, welche durch eine vergleichsweise geringe Bedeutung der Kohlen zur Elektrizitätserzeugung gekennzeichnet sind, ergeben sich für diese Staaten weitaus geringere Standortpotenziale für die CO₂-Abtrennung in Kohlekraftwerken.

Für die CO₂-Abtrennung an Erdgaskraftwerken³ ergibt die standortbasierte Analyse eine EU-weite Maximalmenge von 249 Mio. t CO₂ pro Jahr, wobei etwa ein Drittel auf die EU-

² bei einer unterstellten Auslastung von 7500 Stunden pro Jahr und einer maximalen Abscheiderate von 96 % und durchschnittlichen CCS-Kraftwerksnettowirkungsgraden von 51 % für Erdgas-CCS-Kraftwerke und 39 % für Kohle-CCS-Kraftwerke

³ unter Berücksichtigung einer Kraftwerksauslastung von 7500 Stunden und einer maximalen CO₂-Abscheiderate von 96 % und einem durchschnittlichen Nettowirkungsgrad von 51 %.

Staaten des Mittelmeerraums und 40 % auf Deutschland und Großbritannien entfällt. Erdgaskraftwerke waren in 2008 im Elektrizitätsmarkt der EU-27 mit einem Anteil von 37 % (Platts 2008) an der Bruttoleistung der fossil befeuerten Kraftwerke vertreten. Die Entwicklung in der EU zeigte für den Zeitraum 2000 bis 2010 einen Anteil der Erdgaskraftwerke an der gesamten neu installierten Kraftwerksleistung von knapp 50 % (EWEA 2011), was die zunehmende Bedeutung von Erdgas in der Stromerzeugung unterstreicht. Erdgaskraftwerke weisen im Allgemeinen eine im Vergleich zu Kohlekraftwerken höhere Flexibilität hinsichtlich der Standortwahl auf, was auf die bessere räumliche Verfügbarkeit der entsprechenden Brennstoffinfrastruktur und den geringeren Platzbedarf gegenüber Kohlekraftwerken zurückzuführen ist. Aus diesen Gründen scheint die Bestimmung der CO₂-Abtrennmengen für Erdgas-CCS-Kraftwerke auf Basis der derzeitigen Kraftwerksparkstruktur nur bedingt die Entwicklungsmöglichkeiten der Erdgasstromerzeugung widerspiegeln zu können. Diesem Aspekt ist insbesondere bei der modelltechnischen Abbildung der Kosten-Potenzial-Kurven für CO₂-Transport und -Speicherung Rechnung zu tragen.

Für die CO₂-Abtrennung in Anlagen der Industrie wurden ebenfalls standortspezifische maximale Mengen auf Basis statistischer Emissionen nach EEA (2008) ermittelt. Für die EU-27 wurde eine Gesamtmenge der maximal möglichen CO₂-Abtrennmengen in der Industrie (inklusive der Anlagen zur industriellen Stromeigenerzeugung) sowie für sonstige Anlagen der Rohstoffbereitstellung (z. B. Raffinerien) von 470 Mio. t CO₂ bestimmt. Davon befinden sich 90 Mio. t CO₂ in Frankreich, 75 Mio. t CO₂ in Deutschland und jeweils 50 Mio. t CO₂ in Großbritannien und in Italien.

In Summe ergibt sich für die EU-27 ein jährliches Potenzial zur CO₂-Abtrennung aus großen stationären CO₂-Emissionsquellen von 1,6 Gt CO₂. Dieses Potenzial entspricht vergleichbaren Untersuchungen, wie beispielsweise des EU-Projektes *GeoCapacity* (Vangkilde-Pedersen 2009), in dem für den europäischen Raum von Emissionen von 1,9 Gt CO₂ aus großen Emissionsquellen ausgegangen wird.

3.2 CO₂-Lagerstätten in Europa

Die Speicherung von Kohlendioxid kann in verschiedenen Lagerstätten, wie beispielweise ausgeförderten Erdgas- und Erdöllagerstätten (Kohlenwasserstoffspeichern), tiefen salzwasserführenden Gesteinsschichten (salinen Aquiferen) oder in Kohleflözen erfolgen. Ebenso besteht die Möglichkeit, CO₂ bei der Ausbeutung von Erdöl und Erdgaslagerstätten einzusetzen, wobei das CO₂ zur Erhöhung der Förderrate bzw. einer verbesserten Ausbeute der Lagerstätte dient (Enhanced Oil Recovery - EOR bzw. Enhanced Gas Recovery - EGR). Die Menge an einzuspeicherndem Kohlendioxid ist lagerstättenpezifisch und hängt von unterschiedlichen geographischen und tektonischen Gegebenheiten ab.

Im Rahmen des EU-Projektes *GESTCO* (Christensen u. Holloway 2004) und darauf aufbauend im EU-Projekt *GeoCapacity* (Vangkilde-Pedersen 2009) wurde eine Abschätzung der Speicherpotenziale für die europäischen Staaten vorgenommen. Gemäß der konservativen Beurteilung der Kapazität der Speicherstätten des Projektes *GeoCapacity* ergibt sich für die EU-27 eine Gesamtspeichermenge von etwa 84 Gt, mit einem Anteil von 79 % salinen Aquiferen (davon 30 % offshore), 20 % Kohlenwasserstofflagerstätten und 1 % Anteil für die Lagerung in Kohleflözen bzw. für die verbesserte Gewinnung von Grubengasen (Enhanced Coal Bed Methan Recovery - ECBM) (Tabelle 3.3). Hinsichtlich der Nutzung von Kohlenwasserstofflagerstätten muss angemerkt werden, dass die Potenziale für die Verwendung von CO₂ für EOR und EGR in Europa sehr begrenzt sind (Naucler u. a. 2008). Neben den Po-

tenzialen für die EU-27 werden signifikante Potenziale für die CO₂-Lagerung in Norwegen mit 29 Gt CO₂ vermutet, so dass sich das gesamte europäische Potenzial⁴ zur CO₂-Lagerung auf 117 Gt CO₂ beläuft.

Tabelle 3.3: CO₂-Speicherpotenziale in Europa (basierend auf Vangkilde-Pedersen (2009))

Speichertyp	Region			
	Europa	EU-27	Nordseeanrainerstaaten ¹	Deutschland
Saline Aquifere	95,7 Gt	66,4 Gt	51,1 Gt	14,9 Gt
Kohlenwasserstofflagerstätten	20,2 Gt	16,7 Gt	14,5 Gt	2,2 Gt
Kohleflöze / ECBM	1,1 Gt	1,1 Gt	0,3 Gt	0,0 Gt
Total	117,0 Gt	84,3 Gt	65,9 Gt	17,1 Gt

¹ Belgien, Dänemark, Deutschland, Großbritannien, Niederlande, Norwegen

Die geographische Lage möglicher Kohlendioxidspeicher wurden anhand des geographischen Kartenmaterials aus dem *GeoCapacity* Projekt (Vangkilde-Pedersen 2009; BGR 2009) identifiziert (vgl. Abbildungen C.1 und C.2 in Anhang C auf Seite XXXI). Ein Großteil der potenziellen CO₂-Lagerstätten in Europa befindet sich in den Staaten Nord- und Zentral-europas. Das Speicherpotenzial für Kohlendioxid in Deutschland beträgt ca. 17 Gt CO₂ und entspricht damit einem Fünftel des Potenzials der EU-27. Das größte Potenzial in Deutschland bieten Onshore-Aquifere mit 12 Gt CO₂, Offshore-Aquifere mit 3 Gt CO₂ sowie Kohlenwasserstoffspeicher mit 2 Gt CO₂.⁵ Hinsichtlich der Nutzung von Kohleflözen zur CO₂-Speicherung bzw. von CO₂ zur Grubengasgewinnung bestehen erhebliche Unsicherheiten in Bezug auf die technische Umsetzbarkeit und die entstehenden Kosten zur Erschließung dieser Speicherstätten, da die geotektonischen Gegebenheiten örtlich sehr stark schwanken können (May 2001). In Deutschland befinden sich die potenziellen CO₂-Speicherstätten vor allem im Norden des deutschen Festlandes und in salinen Aquiferen in der Nordsee. Die Mehrheit der potenziell zur CO₂-Abtrennung in Frage kommenden Kraftwerksstandorte befindet sich hingegen im Ruhrgebiet, in der Lausitz sowie im mitteldeutschen Raum, was zeigt, dass in Deutschland eine unmittelbare Nähe von den Standorten der CO₂-Abtrennung und den Speicherorten nur bedingt gegeben ist.

Auch die Mehrheit der anderen Nordseeanrainerstaaten verfügt über gute Potenziale zur Lagerung von CO₂. Neben den Lagerstätten in Deutschland (17 Gt CO₂) wird von einem CO₂-Speicherpotenzial von 2,8 Gt CO₂ in Dänemark, 2,3 Gt CO₂ in den Niederlanden, 0,2 Gt CO₂ in Belgien ausgegangen (Vangkilde-Pedersen 2009). Außerdem besteht weiteres Speicherpotenzial sowohl im britischen Nordseeraum mit ca. 7 Gt Kapazität in Offshore-Kohlenwasserstofflagerstätten und ebenfalls 7 Gt CO₂ in salinen Aquiferen als auch in Großspeicherformationen im norwegischen Teil der Nordsee, wie der Utsira-Formation mit ca. 26 Gt (Fidje u. a. 2010). Die Utsira-Formation ist ein salines Aquifer, welches bereits seit 1996 zur CO₂-Speicherung mit etwa 1 Mio. t CO₂ p. a. durch Statoil genutzt wird (Ringrose u. Eiken 2011). Die Ustira-Formation ist durch eine vergleichsweise homogene Gesteinsstruktur gekennzeichnet, was sehr

⁴ Zusätzlich zu den EU-27-Mitgliedsstaaten sind Norwegen, Albanien, Mazedonien, Kroatien und Bosnien-Herzegowina mit berücksichtigt.

⁵ Es sei an dieser Stelle angemerkt, dass es hinsichtlich der Kapazität der zur Verfügung stehenden CO₂-Speicherstätten Unsicherheiten bestehen. So gehen äußerst konservative Abschätzungen von einer Speicherkapazität in salinen Aquiferen in Deutschland von 0,9 Gt aus (Smid 2011).

gute Speichereigenschaften vermuten lässt. Diese Formation könnte über eine zentrale Infrastruktur angebunden werden und stellt eine mögliche Speicheroption für die Anrainerstaaten der Nordsee dar. Es kann für diese Speicherformation von einer maximalen jährlichen Einspeichermenge von 150 Mio. t CO₂ ausgegangen werden (Fidje u. a. 2010). In Summe ergibt sich damit für die Anrainerstaaten der Nordsee ein Potenzial zur Lagerung von CO₂ in Höhe von 66 Gt CO₂, was etwa der Hälfte des gesamten europäischen Speicherpotenzial entspricht.

In Südeuropa wurden bislang vorwiegend Aquiferspeicher identifiziert, wie beispielsweise in Spanien mit einer Gesamtkapazität von 14 Gt CO₂ (davon 90 % Onshore) und in Italien mit 4,7 Gt CO₂ (Vangkilde-Pedersen 2009). In Frankreich beläuft sich das CO₂-Speicherpotenzial auf 8,7 Gt CO₂ (90 % saline Aquifere). In den osteuropäischen Staaten, in denen sich zum Teil große Kohlekraftwerksstandorte befinden, werden hingegen lediglich geringe CO₂-Speicherpotenziale vermutet, wie zum Beispiel mit 2,9 Gt CO₂ in Polen und 0,9 Gt CO₂ in der Tschechischen Republik.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass basierend auf aktuellen Abschätzungen hinsichtlich der potenziell geeigneten Gesteinsformationen für die unterirdische Lagerung von CO₂ die theoretisch verfügbaren Einlagerungskapazitäten einer großtechnische Anwendung von CCS-Technologien in Europa nicht entgegenstehen. Die Erschließung der CO₂-Lagerstätten ist an den Aufbau einer entsprechenden Transportinfrastruktur geknüpft, deren Kosten insbesondere durch die Transportdistanz und die zu transportierende Menge determiniert werden.

3.3 Kosten-Potenzialkurven für CO₂-Transport und Speicherung

Für die Berechnung der Transportentfernung und die anschließende Ableitung der Kosten-Potenzial-Kurven für den CO₂-Transport und die Speicherung wurden die detaillierten Informationen zu den einzelnen CO₂-Speichern zu Speichergebieten mit einem repräsentativen Einspeisepunkt⁶ aggregiert. Auf Basis der Analyse möglicher CO₂-Lagerstätten und potenzieller CCS-Kraftwerks- bzw. Industriestandorte wurden die Transportentfernungen in vereinfachter Form berechnet. Dabei wurden alle möglichen Kombinationen von potenziellen Standorten für CCS-Anlagen und repräsentativen Einspeisepunkten eines Landes berücksichtigt und für jede dieser Verbindung die direkte Entfernung zwischen dem Punkt der CO₂-Abtrennung und dem Punkt der Einlagerung berechnet. Basierend auf dieser Berechnungsmethode beträgt die durchschnittliche direkte Entfernung der Standorte der CO₂-Abtrennung zu den nationalen Speichern in der EU-27 390 km für saline Aquifere sowie 350 km für Kohlenwasserstofflagerstätten (Abbildung 3.2). Aufgrund der räumlichen Verteilung der möglichen Kraftwerks- und Industriestandorte und CO₂-Speicher ergeben sich für die Staaten im Süden Europas tendenziell längere Transportentfernungen im Vergleich zu den Staaten im nördlichen und östlichen Teil Europas.

In Deutschland belaufen sich die durchschnittlichen direkten Entfernungen der potenziellen CCS-Kraftwerksstandorte zu deutschen Offshore-Aquiferspeichern auf 420 km und zu den großen Onshore-Aquiferspeicherstätten in Norddeutschland auf ca. 450 km. Da sich die nahezu ausgebeuteten Erdöl und Erdgasfelder eher im zentralen Teil der Norddeutschen Tiefebene konzentrieren, liegen die durchschnittlichen direkten Entfernungen von den potenziellen

⁶ Ein repräsentativer Einspeisepunkt stellt einen fiktiven geographischen Punkt dar, anhand dessen Koordinaten typische Entfernungen zu Kraftwerken berechnet werden. Dieser Punkt ist nicht zwingender Weise auch tatsächlicher Injektionspunkt, sondern stellt das mengen- und entfernungsgewichtete Zentrum für ein CO₂-Speichergebiet dar.

Standorten der CO₂-Abtrennung zu möglichen CO₂-Lagerstätten in ausgeförderten Kohlenwasserstofflagerstätten in Deutschland mit 350 km etwa 100 km unter den Entfernungen für die Speicherung in salinen Aquiferen. Die Entfernung des großen Kraftwerksstandortes Jänschwalde in der Lausitz zu den salinen Aquiferen im Norden Brandenburgs liegt bei ca. 230 km und bis zu den Speichergebieten in der deutschen Nordsee bei ca. 660 km. Für den Standort Niederaussem im Rheinischen Revier ist die direkte Entfernung zu den salinen Aquiferen in der deutschen Nordsee im Vergleich zum Standort Jänschwalde um etwa 200 km kürzer, jedoch die Entfernungen zu den salinen Aquiferen im Norden Deutschlands um ca. 100 km länger. Da im Süden Deutschlands wesentlich geringere CO₂-Speicherpotenziale vermutet werden, ist für die Kraftwerke in Süddeutschland mit weitaus längeren Transportwegen zu rechnen. Die direkte Entfernung von Kraftwerken in Süddeutschland, wie beispielsweise am Standort Heilbronn, zu den salinen Aquiferen in der Norddeutschen Tiefebene beträgt mehr als 500 km und in die Speichergebiete der deutschen Nordsee über 700 km.

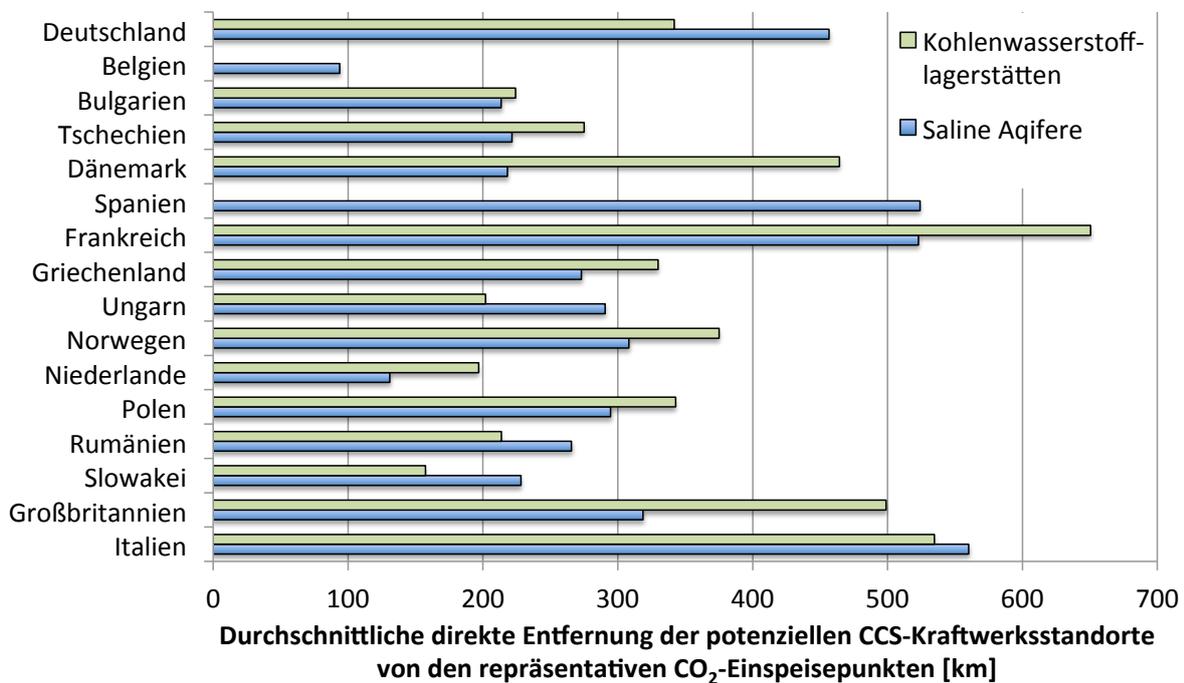


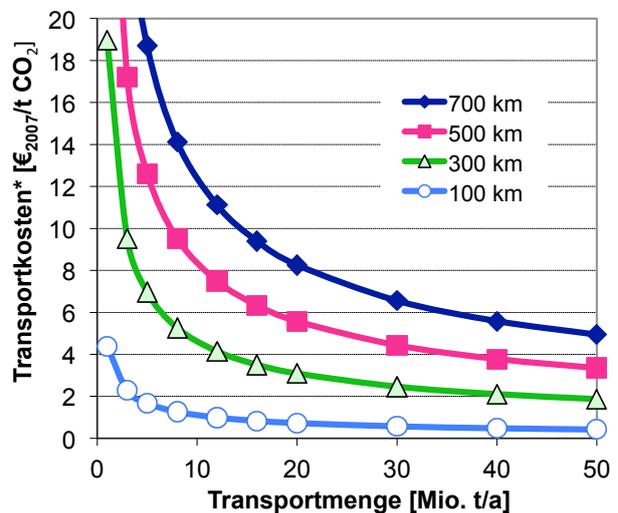
Abbildung 3.2: Durchschnittliche direkte Entfernung der potenziellen CCS-Kraftwerksstandorte von den repräsentativen CO₂-Einspeisepunkten für ausgewählte europäische Staaten

Für den Transport von CO₂ aus den großen Kraftwerksstandorten in Großbritannien in saline Aquifere und Kohlenwasserstofflagerstätten in der Nordsee ist aufgrund der küstennahen Lage der Kraftwerksstandorte mit vergleichsweise kurzen Transportentfernungen gegenüber deutschen Bedingungen zu rechnen. Der Kraftwerksstandort Drax beispielsweise liegt vom nächstgelegenen Offshore-Speicher lediglich 200 km entfernt. Eine ähnliche Entfernung ergibt sich auch für den polnischen Standort Belchatow zu den potenziellen Aquiferspeichern in Zentralpolen (ca. 200 km). Allerdings zeigt die Situation in Polen, dass den guten Potenzialen zu CO₂-Abtrennung lediglich geringe Potenziale zur CO₂-Speicherung gegenüberstehen. Diese Tendenz ist auch für die Niederlande festzustellen, wobei das CO₂-Speicherpotenzial der Niederlande mit 70 % (1,7 Gt CO₂) durch Kohlenwasserstofflagerstätten dominiert ist. Diese Lagerstätten befinden sich in der Nordsee 150 bis 300 km von den potenziellen Standorten der CO₂-Abtrennung entfernt und auf dem Festland mit Entfernungen zwischen 70 und 300 km. In Italien zeigt die standortbezogene Analyse, dass trotz der vergleichsweise großen durchschnittlichen Entfernung zwischen den Orten der CO₂-Abtrennung und den möglichen Speichern für

ausgewählte Standorte günstige Transportverhältnisse bestehen. Für die großen Kohlekraftwerksstandorte Vado Ligure und Venedig im Norden Italiens bzw. Brindisi im Süden beträgt die durchschnittliche Entfernung zu den nächstgelegenen Aquiferspeichern zwischen 120 km und 280 km und ist damit deutlich geringer als der Durchschnitt über alle möglichen CO₂-Quellen-Speicher-Verbindungen in Italien.

Für die Anbindung der großen Gesteinsformation Utsira im norwegischen Teil der Nordsee mit einer zentralisierten Infrastruktur wurden für die Anrainerstaaten der Nordsee nationale Anschlusspunkte (z. B. in Emden, IJmond, St. Fergus, Nybro) definiert. Die daraus resultierende Transportentfernung liegt zwischen 230 km für den schottischen Anschlusspunkt in St. Fergus und knapp 700 km für die Anschlusspunkte an der Nordseeküste in Deutschland und den Niederlanden (Kober u. Blesl 2010). Bei einer CO₂-Speicherung in der Utsira-Formation kommt zusätzlich der Transport von den CCS-Kraftwerks- und Industriestandorten zu den Anschlusspunkten hinzu, woraus beispielsweise für Kraftwerksstandorte in Süddeutschland Transportentfernungen bis zur Utsira-Formation von etwa 1.400 km resultieren.

Basierend auf den Transportentfernungen wurden die Kosten des CO₂-Transports ermittelt. Unter Berücksichtigung der CO₂-Mengen, die im Fall einer großtechnischen CO₂-Abtrennung im Kraftwerksmaßstab anfallen, kommt in erster Linie der Transport mittels Pipelines in Frage, da für einen Transport per Binnen- bzw. Hochseeschiff oder auch per Straßen- bzw. Schienentransport höhere spezifische Transportkosten anfallen oder die geografischen Voraussetzungen für die entsprechende Infrastruktur nicht gegeben sind. Die errechneten Pipeline-transportkosten enthalten spezifische Pipelineinvestitionskosten in Höhe von 1.600 €₂₀₀₇ je Meter Durchmesser und Meter Leitungslänge, einen auf die Investitionskosten bezogenen Fixkostenanteil von 2,5% sowie bei Transportentfernungen größer als 150 km Kosten für Druckerhöhungsstationen (van den Broek u. a. 2010). Bei Verfügbarkeit entsprechender Informationen wurden ein Transportkostenaufschlag in Abhängigkeit von den Terrainbedingungen mittels Terrinkoeffizienten nach IEAGHG (2005) berücksichtigt. Die Höhe der spezifischen Transportkosten ist stark von der Transportmenge abhängig (Abbildung 3.3), welche im Rahmen dieser Untersuchung der maximalen Abscheidemenge des jeweiligen CCS-Standortes angenommen wurde. Es wird deutlich, dass sich hinsichtlich der spezifischen Transportkosten signifikante Vorteile für große Kraftwerksstandorte ergeben können. Würden große braunkohlebasierte Kraftwerksstandorte in Deutschland bzw. Polen mit einem Emissionsniveau von 20 Mio. t CO₂ komplett auf CCS-Technologien umgestellt, beliefen sich die spezifischen Transportkosten für eine Entfernung von 300 km auf 3 €₂₀₀₇/t CO₂ (+/- 0,5 €₂₀₀₇/t CO₂ in Abhängigkeit von den Terrainbedingungen für den Trassenverlauf). Von einem Steinkohle-CCS-Kraftwerk mit einer Blockgröße von 800 MW, müssten jährlich knapp 5 Mio. t CO₂ abtransportiert werden, was etwa die zweieinhalbfachen spezifischen Transportkosten von ca. 2,5 €₂₀₀₇ je Tonne CO₂ und 100 km verursacht.



* bei 80 % Kapazitätsauslastung, Amortisationsdauer 25 Jahre, Zinssatz 7,5 %, Terrinkoeffizient 1,2

Abbildung 3.3: Spezifische Kosten des CO₂-Transports in Abhängigkeit vom Massenfluss für unterschiedliche Transportentfernungen

Zusätzlich zu den Transportkosten wurden die Kosten der CO₂-Speicherung quantifiziert. Bei entsprechender Verfügbarkeit der Daten in Bezug auf die Spezifika der Lagerstätte (z. B. Tiefe, Mächtigkeit, Injektivität) wurden lagerstättenspezifische Kosten für die Einspeicherung basierend auf McCollum u. Ogdon (2006) und van den Broek u. a. (2010) unter Berücksichtigung von Bohr- und Investitionskosten sowie von Erschließungs- und Überwachungskosten berechnet. Darüber hinaus wurden Kostendaten aus nationalen bzw. regionalen Untersuchungen zur CO₂-Speicherung einbezogen (Grohnheit 2010; Hoefnagels u. a. 2009; Seljom 2009; Strachan 2009). Für die CO₂-Speicherung in salinen Aquiferen in Deutschland belaufen sich die Kosten auf 1,4 €₂₀₀₇/t CO₂ bis 3,1 €₂₀₀₇/t CO₂⁷ für Lagerstätten auf dem Festland und 3,7 €₂₀₀₇/t CO₂⁸ für die Speicherung in der Nordsee. Dieses Niveau der CO₂-Speicherkosten entspricht den Kosten vergleichbarer Untersuchungen von Wildenborg u. a. (2004) und Kjærstad u. Johnsson (2009). Für Kohlenwasserstofflagerstätten auf dem deutschen Festland liegen die Kosten mit 1,4 bis 2,2 Mio. t CO₂ tendenziell leicht unter den Kosten für Aquiferspeicher, was günstige Speicherbedingungen voraussetzt⁹. In den Niederlanden werden die niedrigsten Speicherkosten für die CO₂-Speicherung in Kohlenwasserstofflagerstätten mit 1,6 bis 4,4 €₂₀₀₇/t CO₂ angenommen, was durch die ungünstigen Speicherbedingungen und damit hohen Speicherkosten in salinen Aquiferen bedingt ist (Hoefnagels u. a. 2009; van den Broek u. a. 2010). In Großbritannien liegen die Kosten für die CO₂-Speicherung in salinen Aquiferen in der Nordsee unter den Kosten für die Speicherung in Offshore-Kohlenwasserstoffspeichern (Strachan 2009) und werden mit 3,5 bis 4,6 €₂₀₀₇/t CO₂ angenommen. Für die CO₂-Speicherung in der Utsira-Formation im norwegischen Teil der Nordsee wurden Speicherkosten in Höhe von 2,3 €₂₀₀₇/t CO₂ berechnet, die auf einer im Vergleich zu anderen Aquiferspeichern höheren Injektionsrate je Bohrung (ca. 1,5 Mio. t CO₂ pro Jahr) beruhen (Strachan u. a. 2011). Für Speicherstätten mit unzureichender Datenlage wurden allgemeine Kostendaten nach IEA (2008a) mit 8,0 €₂₀₀₇/t CO₂ für Kohlenwasserstofflagerstätten und 6,7 €₂₀₀₇/t CO₂ für die Speicherung in salinen Aquiferen verwendet.

Aus den Kosten für den CO₂-Transport und die Speicherung lassen sich die regional differenzierten Kostenpotenzialkurven für die Nutzung der einzelnen Speicher für die europäischen Staaten ermitteln. Diese sind sowohl standort- und damit brennstoffabhängig als auch an die Art der Speicher gebunden. Diese Kurven sind idealisiert und aggregiert in Abbildung 3.4 für die EU-27 plus Norwegen, die Schweiz und Island (EU-27+3), die Nordseeanrainerstaaten und Deutschland dargestellt. Diese Graphen zeigen für die jeweilige Region die CO₂-Transport- und Speichermengen und deren Kosten, welche sich im günstigsten Fall bei kostenoptimaler Allokation der Transport- und Speichermengen ergibt. Diese Kurven stellen somit die niedrigsten CO₂-Transport- und Speicherkosten für die Regionen dar. Sie vernachlässigen, dass sich unter einer Optimierung aller Kosten, also auch unter Berücksichtigung der Kosten für die CO₂-Abtrennung, unter Umständen eine andere Allokation von Standort der CO₂-Abtrennung und Speicherort zwar zu höheren Kosten für Transport und Speicherung, jedoch niedrigeren Gesamtkosten führen kann. Bei einem Zinssatz von 7,5 %, einer durchschnittlichen Amortisationsdauer von 25 Jahren und einer durchschnittlichen jährlichen Pipelineauslastung von 80 % können in der EU-27+3 knapp 300 Mio. t CO₂ jährlich für Transport- und Speicherkosten von weniger als 6 €₂₀₀₇/t CO₂ gespeichert werden. Etwa 600 Mio. t CO₂ jährlich können zu Kosten geringer als 8 €₂₀₀₇/t CO₂ und rund 900 Mio. t CO₂ zu Kosten von bis zu 10 €₂₀₀₇/t CO₂ in der EU-27+3 transportiert und anschließend gespeichert werden.

⁷ bei einer unterstellten Injektionsrate zwischen 0,4 und 0,9 Mio. t CO₂ pro Jahr

⁸ bei einer unterstellten Injektionsrate von 0,8 Mio. t CO₂ pro Jahr

⁹ Es muss angemerkt werden, dass die Kosten auch für die CO₂-Speicherung in ausgeförderten Erdöl- und Erdgasfeldern sehr lagerstättenspezifisch sind. Ein zusätzlicher Kostenfaktor können z. B. die Aufwendungen für das sichere Abdichten bereits verschlossener Bohrlöcher der Rohstoffförderung sein.

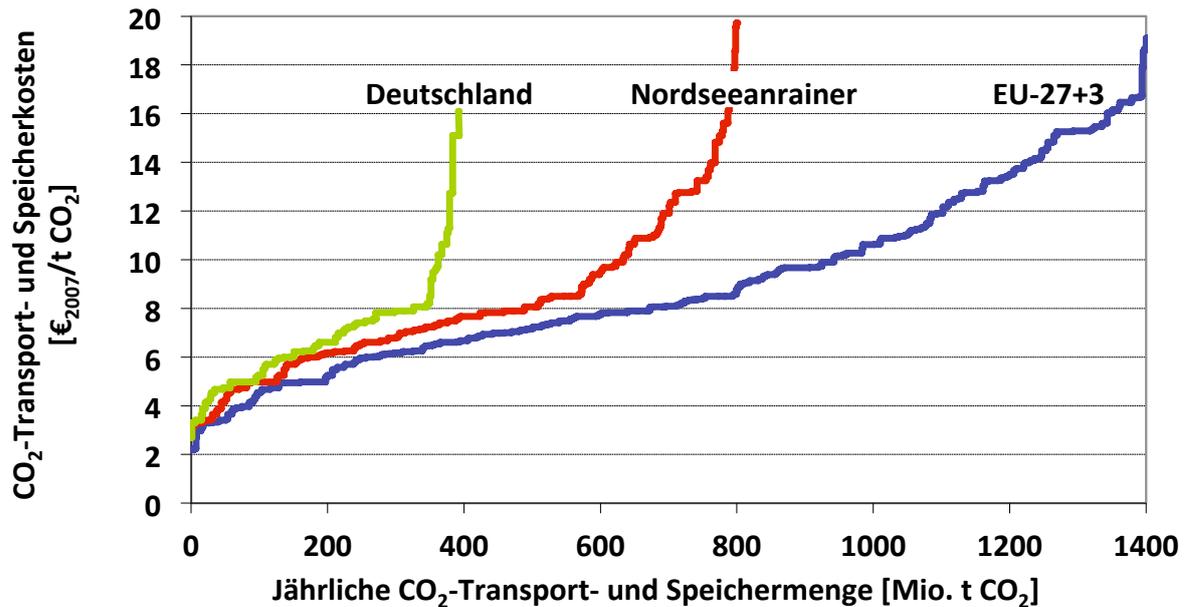


Abbildung 3.4: Idealisierte Kosten-Potenzialkurven für CO₂-Transport und Speicherung für die EU-27, die Nordseeanrainerstaaten und Deutschland

Die Abbildung verdeutlicht, dass für die Anrainerstaaten der Nordsee und insbesondere für Deutschland im Idealfall von großen Potenzialen für den Transport und die Speicherung von CO₂ zu vergleichsweise günstigen Kosten ausgegangen werden kann. In den Nordseeanrainerstaaten betragen die Transport- und Speicherkosten für eine Menge bis 400 Mio. t CO₂ pro Jahr weniger als 8 €/2007/t CO₂. In Deutschland könnten bis zu ca. 100 Mio. t CO₂ zu weniger als 5 €/2007/t CO₂ und bis zu ca. 300 Mio. t CO₂ zu weniger als 8 €/2007/t CO₂ transportiert und gespeichert werden. Dies setzt die Verfügbarkeit der entsprechenden Speicherformationen und Infrastrukturen sowie die Nutzung von Mengeneffekten beim Aufbau einer solchen Infrastruktur voraus. Die Analyse der Zusammensetzung dieser Kurven zeigt, dass gerade Deutschland und Großbritannien aufgrund der großen Kraftwerksstandorte auf Kohlebasis von Skaleneffekten beim Transport profitieren können und zudem über ausreichende Kapazität in kostengünstigen CO₂-Lagerstätten in Form von salinen Aquiferen und ausgeförterten Erdgas- bzw. Erdölfeldern verfügen (Abbildung 3.5). Im Preisbereich der CO₂-Transport- und Speicherkosten von bis zu 8 €/2007/t CO₂ halten europaweit Kohlekraftwerke einen Anteil von ca. 70 % und saline Aquifere einen Anteil etwa 80 %. Damit kommt dieser Quellen-Senken-Kombination in Europa die wohl wichtigste Bedeutung zu. Zu diesem Ergebnis kommt auch die Studie der IEA (2009), die vor allem langfristig die CO₂-Speicherung in salinen Aquiferen als beste Speichermöglichkeit, auch im Hinblick auf das große Potenzial, herausstellt.

Für die Braunkohlekraftwerksstandorte Jänschwalde und Niederaussem in Deutschland summieren sich die Kosten für den CO₂-Transport und die Speicherung in salinen Aquiferen bei einer jährlichen Transportmenge von etwa 20 Mio. t CO₂ auf 3,7 €/2007/t CO₂ im günstigsten Fall und 9,6 €/2007/t CO₂ im ungünstigsten Fall¹⁰. Die Speicherung in der deutschen Nordsee würde Kosten (inklusive Transport) von 7,2 €/2007/t CO₂ für den Standort Niederaussem und 9,4 €/2007/t CO₂ für den Standort Jänschwalde verursachen. Die geringsten CO₂-Transport- und Speicherkosten für Offshore-Aquiferspeicher in der deutschen Nordsee fallen

¹⁰ Das Niveau der errechneten Kosten entspricht dabei den Kosten vergleichbarer Untersuchungen. Ekström (2006) berechnet für eine 320 km lange Transportleitung mit einer jährlichen Kapazität von 10 Mio. t CO₂ und die Speicherung im norddeutschen salinen Aquifer in der Gegend um Schweinrich Kosten von 4,50 €/2007/t CO₂.

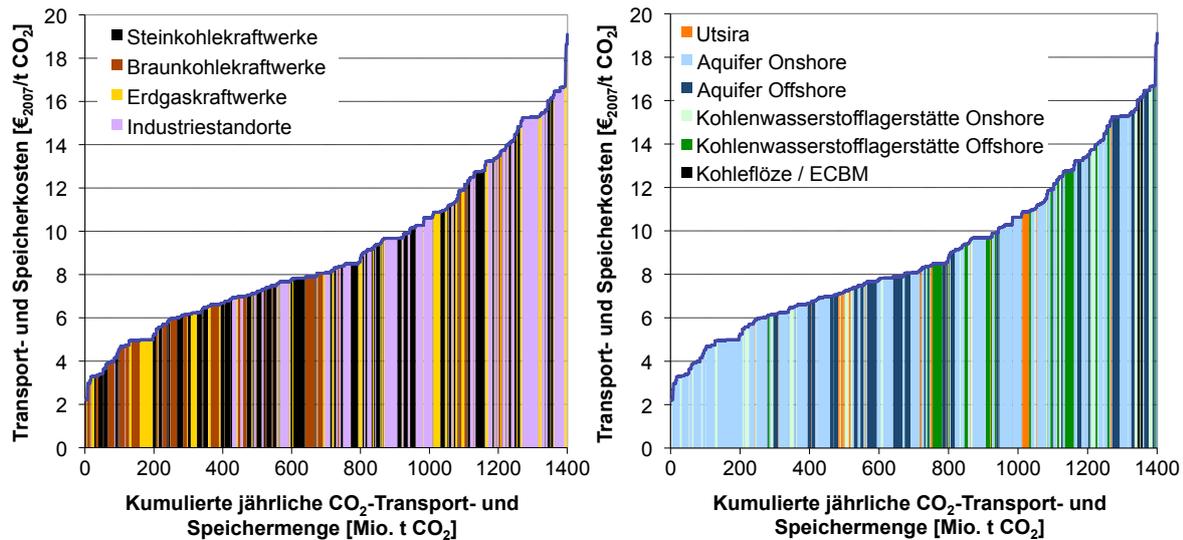


Abbildung 3.5: Idealisierte Kosten-Potenzialkurven für CO₂-Transport und Speicherung in der EU-27+3 nach Standortklassen (links) und Speichertypen (rechts)

für den Kraftwerksstandort Wilhelmshaven mit $6,2 \text{ €}_{2007}/\text{t CO}_2$ an. Die Kosten für den CO₂-Transport- und die Speicherung in Großbritannien liegen unter günstigsten Bedingungen leicht über den geringsten Kosten in Deutschland, was der etwas kostenintensiveren Speicherung in Offshore-Aquiferen geschuldet ist, da in Großbritannien kaum Speicherpotenziale auf dem Festland vorhanden sind. Für die großen Kraftwerksstandorte Drax, Cottam, Eggborough und Ferrybridge in Großbritannien entstehen Kosten für den Transport und die Speicherung im nächst gelegenen Offshore-Aquifer in Höhe von $5,3$ bis $7,3 \text{ €}_{2007}/\text{t CO}_2$, wobei diese Standorte einerseits von Skaleneffekten beim Transport profitieren können und von der vorteilhaften Lage zu Offshore-Aquiferen in der britischen Nordsee mit Transportentfernungen kleiner als 250 km. In weiter nördlich gelegenen Standorten, wie Peterhead, ist eine Anbindung an die große Speicherformation Utsira in der norwegischen Nordsee den einheimischen Speichern bei Transport- und Speicherkosten von knapp $5 \text{ €}_{2007}/\text{t CO}_2$ ökonomisch überlegen. In den Niederlanden wirken sich insbesondere die im Vergleich zu Deutschland und Großbritannien kurzen Transportentfernungen zu den Onshore und Offshore-Gasfeldern positiv aus, so dass sich Kosten für den Transport und die Speicherung von CO₂ von $5,3$ bis $6,7 \text{ €}_{2007}/\text{t CO}_2$ ergeben. Für grenznahe Standorte im Rhein-Ruhr-Gebiet in Deutschland aber auch in Belgien, stellt der grenzüberschreitende Transport und die Speicherung des CO₂ in den Niederlanden ebenfalls eine Option dar, da die Transportentfernungen zu den Kohlenwasserstofflagerstätten in den Niederlanden zum Teil kürzer sind, als zu einheimischen Lagerstätten, bzw. im Fall Belgiens lediglich ein geringes Potenzial einheimischer CO₂-Lagerstätten besteht.

3.4 Fazit - CO₂-Transport und Speicherung

Die Untersuchung der Kosten und Potenziale für den Transport und die Speicherung von CO₂ hat ergeben, dass bei Verfügbarkeit der gegenwärtig vermuteten CO₂-Lagerstätten in Europa eine hinreichend große Aufnahmekapazität insbesondere in salinen Aquiferen und Kohlenwasserstoffspeichern besteht. Große CO₂-Lagerstätten befinden sich in den Anrainerstaaten der Nordsee. Auch besteht für diese Staaten die Möglichkeit Großformationen, wie die Utsira-Formation im norwegischen Teil der Nordsee, mittels einer zentralisierten Infrastruktur zu nutzen. In den südlichen Regionen Europas werden tendenziell geringere CO₂-Speicherpotenziale vermutet. Die Kosten für den CO₂-Transport werden besonders durch die Trans-

portentfernung und die Transportmenge bestimmt. Begünstigt sind dabei große Kohlekraftwerksstandorte (z. B. in Deutschland und Großbritannien), wenn diese vollständig auf CCS-Technologien umgerüstet werden. Für ausgewählte Kraftwerksstandorte in den Niederlanden und Großbritannien ergeben sich kurze Transportentfernungen durch die vorteilhafte Lage zu Aquiferspeichern bzw. ausgeförderten Erdgaslagerstätten. In Europa könnten unter optimalen Bedingungen und bei Verfügbarkeit der entsprechenden Speicher knapp 300 Mio. t CO₂ jährlich zu Kosten von weniger als 6 €₂₀₀₇/t CO₂ und weitere 600 Mio. t CO₂ zu Kosten von bis zu 10 €₂₀₀₇/t CO₂ transportiert und anschließend gespeichert werden. Die Abtrennung an großen Kohlekraftwerksstandorten und die Speicherung in salinen Aquiferen stellen die mengenmäßig und kostenseitig günstigste Option dar. Dabei sind Kosten für den CO₂-Transport und die Speicherung von weniger als 4 €₂₀₀₇/t CO₂ erreichbar. Die Nutzung der Großformation Utsira stellt primär eine Back-Up-Option dar, welche im Fall der Nichtverfügbarkeit kostengünstiger nationaler CO₂-Lagerstätten in den Anrainerstaaten der Nordsee zu Transport- und Speicherkosten von ca. 5 bis 14 €₂₀₀₇/t CO₂ genutzt werden könnte.

4 Das europäische Energiesystemmodell TIMES PanEU

Im vorliegenden Kapitel wird das der Untersuchung zugrunde liegende Modellinstrumentarium vorgestellt und auf die wichtigsten Modellerweiterungen zur adäquaten Abbildung der unterschiedlichen Prozesse der CCS-Kette eingegangen. Außerdem wird die Erweiterung des methodischen Ansatzes der Parametrischen Programmierung zur Berücksichtigung von Unsicherheiten in der Modellierung und dessen Umsetzung im angewandten Modell dargelegt.

4.1 Gesamtüberblick über das Modell

Das paneuropäische TIMES Energiesystemmodell (kurz TIMES PanEU) ist ein 30 Regionen umfassendes Energiesystemmodell, welches alle Staaten der EU-27 sowie die Schweiz, Norwegen und Island beinhaltet. Der Modellierungszeitraum erstreckt sich von 2000 bis 2050, wobei die Modellierung in Stützjahren mit einer Länge von 5 Jahren erfolgt. Jedes Stützjahr ist durch 12 Zeitsegmente (3 Tageszeitsegmente und 4 Jahreszeitsegmente) gekennzeichnet, anhand derer jahreszeitlich verschiedene Zustandsgrößen bzw. Last- und Nachfrageverteilungen abgebildet werden. Zielfunktion des Modells ist eine zeitintegrale Minimierung der gesamten diskontierten Systemkosten. TIMES PanEU ist als technologieorientiertes bottom-up Modell durch eine Vielzahl bestehender und zukünftig einsetzbarer Technologien bzw. Energieumwandlungspfadern gekennzeichnet, für die ein vollständiger Wettbewerb unterstellt ist. In TIMES PanEU sind sowohl die Treibhausgasemissionen (CO_2 , CH_4 , N_2O) als auch Schadstoffemissionen (CO , NO_x , SO_2 , NMVOC, PM_{10} , $\text{PM}_{2.5}$) erfasst, so dass insbesondere klimapolitische Maßnahmen hinsichtlich ihrer technologischen Umsetzungsmöglichkeiten analysiert werden können. Weiterführende Modellbeschreibungen und Anwendungsbeispiele finden sich in NEEDS (2006), Blesl u. a. (2009), Bruchof u. Voß (2010), Fahl u. a. (2010a), Kuder u. Blesl (2010) sowie Blesl u. a. (2011).

Als Energiesystemmodell enthält TIMES PanEU auf einzelstaatlicher Ebene alle an der Energieversorgung und -nachfrage beteiligten Sektoren, wie den Rohstoffbereitstellungssektor, die öffentliche und industrielle Strom- und Wärmeerzeugung, die Industrie, den Gewerbe-, Handel-, Dienstleistungssektor, die Haushalte und den Transportsektor. Im Nachfolgenden wird das Modell hinsichtlich der Abbildung der Nachfragesektoren und des Brennstoffbereitstellungssektors kurz charakterisiert. Die modelltechnische Abbildung des Strom- und Fernwärmesektors und des CO_2 -Transports und der Speicherung wird in den Abschnitten 4.2 und 4.3 ausführlicher beschrieben.

Im Verkehrssektor sind die vier Bereiche Straßenverkehr, Schienenverkehr, Schifffahrt und Luftverkehr abgebildet. Der Straßenverkehr enthält insgesamt fünf Nachfragekategorien für den Personenverkehr (Pkw Kurzstrecke, Pkw Langstrecke, Linienbusse, Reisebusse, Krafträder) und eine für den Gütertransport (Lkw). Der Schienenverkehr umfasst die drei Kategorien Schienenpersonenverkehr nah und fern sowie Schienengüterverkehr. Die Verkehrsmodi Schifffahrt und Luftverkehr werden jeweils durch einen Technologie unspezifischen allgemeinen Prozess abgebildet, bei dem die Entwicklung der Verkehrsnachfrage durch die Entwicklung der Endenergienachfrage repräsentiert wird. Im Bereich Luftverkehr wird weiter nach Inlandsflügen, intra-EU Flügen und extra-EU Flügen unterschieden. In den einzelnen Fahrzeugkategorien stehen verschiedene Kraftstoff- und Antriebsvarianten zur Verfügung. Neben den konventionellen Kraftstoffen auf Mineralölbasis (Benzin, Diesel, Kerosin) sind auch alternative Kraftstoffe wie Erdgas, Autogas, mehrere Arten von Biokraftstoffen, Methanol, Strom, Dimethylether und Wasserstoff im Modell abgebildet. Zudem sind im Straßenverkehr auch unterschiedliche alternative Antriebskonzepte wie Hybrid- und Plug-In-Hybridfahrzeuge sowie Batterie- und Brennstoffzellen betriebene Elektrofahrzeuge im Modell enthalten. Die Antriebs-

technologien unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Investitions- und Fixkosten sowie Effizienzen und Emissionen, wobei für alle Parameter ein zeitlicher Entwicklungspfad vorgegeben ist. Tendenziell nehmen dabei die Mehrkosten bei alternativen Antriebskonzepten, wie z. B. Elektroantrieben, gegenüber konventionellen Antrieben im Zeitverlauf ab, während der spezifische Kraftstoffverbrauch je Fahrzeugkilometer auch bei konventionellen Antrieben kontinuierlich sinkt (Blesl u. a. 2009; Bruchof u. Voß 2010).

Der Haushaltssektor umfasst elf Nachfragekategorien (Raumwärme, Raumklimatisierung, Warmwasser, Kochgeräte, Beleuchtung, Kühlschränke, Spülmaschinen, Waschmaschinen, Wäschetrockner, sonstige Elektrogeräte, sonstiger Energieverbrauch), wovon die ersten drei Kategorien weiter differenziert werden nach Gebäudetyp und -alter (Einfamilienhäuser in städtischen und ländlichen Gebieten sowie Mehrfamilienhäuser, jeweils unterteilt in Gebäudebestand (3 Altersklassen) und Neubauten). Für die unterschiedlichen Gebäudetypen sind verschiedene energetische Sanierungsoptionen sowohl kostenseitig als auch bezüglich deren Einsparpotenzial hinterlegt. Dadurch kann beispielsweise die Nachfrage nach Raumwärme entweder dezentral durch einen Niedertemperatur-Heizkessel oder zentral durch Nah- oder Fernwärme gedeckt werden bzw. durch Austausch der Fenster oder zusätzliche Wärmedämmmaßnahmen gegenüber dem Standard reduziert werden.

Der Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) wird durch ein ähnlich strukturiertes Referenzenergiesystem abgebildet und umfasst neun Nachfragekategorien (Raumwärme, Raumklimatisierung, Warmwasser, Kochgeräte, Kühlschränke, Beleuchtung, öffentliche Straßenbeleuchtung, sonstige Elektrogeräte, sonstiger Energieverbrauch). Die ersten drei Kategorien werden weiter untergliedert nach Gebäudetyp (groß/klein). Der Sektor Landwirtschaft wird durch einen allgemeinen Prozess beschrieben mit einem Mix aus mehreren Energieträgern als Input und einer aggregierten Nutzenergienachfrage als Output.

Im Bereich Industrie wird zwischen energieintensiven und nicht energieintensiven Branchen unterschieden. Die energieintensiven Branchen werden dabei durch ein prozessorientiertes Referenzenergiesystem abgebildet. Dieser Bereich besteht aus den Branchen Eisen u. Stahl, Aluminium, Kupfer, Ammoniak, Chlor, Zement, Kalk, Flachglas, Behälterglas und Papier. Ausgangspunkt sind die absoluten Produktionsmengen dieser Branchen in physischen Mengeneinheiten (Mio. t). Zur Erfüllung dieses Bedarfs stehen auf unterschiedlichen Prozessstufen verschiedene Technologien zur Auswahl. Neben den Produktionsverfahren spielt die Energiebereitstellung innerhalb des Industriesektors eine wichtige Rolle. Für die Wärmebereitstellung werden in Abhängigkeit vom benötigten Temperaturniveau unterschiedliche Technologien angeboten (z. B. KWK-Anlagen, Brennöfen, Heizkessel, Wärmepumpen, solare Technologien). In Abhängigkeit vom Temperaturniveau existieren unterschiedliche Einsatzpotenziale für diese Technologien und somit auch unterschiedliche Möglichkeiten zur Emissionsreduktion. Weiterhin stehen unterschiedliche Technologien zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser sowie für Kälte (Kompressionskälteanlagen, Absorptionskälteanlagen, solare Kühlung) zur Verfügung. Die länderspezifische Struktur der Industrie mit unterschiedlichen Schwerpunkten in einzelnen Branchen bestimmt ebenfalls die Temperaturverteilung des Wärmebedarfs sowie die Einsatzmöglichkeiten und damit auch Emissionsreduktionspotenziale in den einzelnen Ländern. Die nicht energieintensiven Industriezweige sind durch eine einheitliche Struktur abgebildet. Dieser Bereich besteht aus den Branchen sonstige Nichteisenmetalle, sonstige Chemie, sonstige nichtmetallische Mineralien, Lebensmittel sowie den übrigen Industrien. Im Modell sind diese Branchen durch die Nachfrage nach den fünf Energiedienstleistungen Dampf, Prozesswärme, Maschinenantrieb, elektrochemische Anwendungen und sonstige Energiedienstleistungen bzw. Energienachfrage (z. B. Raumwärme und Warmwasser) dargestellt.

Im Rohstoffbereitstellungssektor werden alle Primärenergieressourcen (Rohöl, Erdgas, Steinkohle, Braunkohle) durch Angebotskurven mit mehreren Kostenstufen modelliert. Dabei werden drei verschiedene Kategorien unterschieden: entdeckte Reserven (oder erschlossene Quellen), Reservenwachstum (oder Sekundär- und Tertiärförderung) und Neuentdeckungen. Zusätzlich werden sieben verschiedene Bioenergieträger unterschieden: Alt- und Restholz, Biogas, Haushaltsmüll, Industiemüll, sowie zuckerhaltige, stärkehaltige und lignocellulosehaltige Energiepflanzen, die wiederum in unterschiedliche Kostenkategorien in Abhängigkeit des Sammel- und des Transportaufwands unterschieden sind. Für die unterschiedlichen Rohstoffe und Importenergieträger sind eine Vielzahl von Umwandlungstechnologien, wie beispielsweise Raffinerien, Biomasseverflüssigungsanlagen und Anlagen zur Wasserstoffherzeugung hinterlegt, so dass sich im Modell eine große Flexibilität hinsichtlich zukünftiger Rohstoffbereitstellungspfade ergibt.

Der im Rahmen dieser Untersuchung angewandte integrierte Planungsansatz bietet somit den Vorteil, z. B. gegenüber den sonst üblichen „Spreadsheet“-Modellen, dass damit sektorale Rückkopplungen und zwischenstaatliche Austauschbeziehungen berücksichtigt werden können, ohne dass an den Koppelstellen der einzelnen Module Informationen verloren gehen. Dies ermöglicht unter vorgegebenen energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen jeweils die Ermittlung ökonomisch optimaler und aufeinander abgestimmter Handlungsstrategien in einzelnen Sektoren und Regionen. Angesichts der zunehmenden Liberalisierung der Energiemärkte erscheint dies von besonderer Bedeutung, da die jeweiligen wettbewerblichen Konkurrenzbeziehungen unbedingt zu erfassen sind. Eine Betrachtung, die sich aus einzelnen sektoralen oder regionalen Überlegungen oder aus gesonderten Analysen der verschiedenen Energieträger zusammensetzt, kann diesem Aspekt nicht gerecht werden.

4.2 Modellierung des Strom- und Fernwärmeversorgungssektors

Die Modellierung der Stromversorgung in TIMES PanEU ist durch eine Struktur mit drei Elektrizitätsspannungsniveaus (Höchst- und Hochspannung, Mittelspannung, Niederspannung) gekennzeichnet (Abbildung 4.1). Für den Stromtransport innerhalb und zwischen den Netzebenen sind die Verluste und Kosten für die Stromübertragung und -transformation erfasst. Je nach Spannungsebene sind Erzeugungs-, Import- und Exportprozesse sowie die repräsentativen Verbrauchergruppen abgebildet. Auf Seite der Strombereitstellung sind dabei aggregiert nach Brennstoff- und Technologieklassen die zentralisierte einheimische Stromerzeugung, der Stromaußenhandel sowie die dezentrale Stromerzeugung modelliert.

Für die Erfüllung der Versorgungsaufgaben steht im Modell eine Vielzahl von Erzeugungsoptionen auf Basis fossiler, nuklearer und erneuerbarer Energieträger bereit. Beispielhaft seien für die Nutzung fossiler Rohstoffe Dampfkraftwerke mit 700°C-Technologie, IGCC-Technologien, moderne GuD-Technologien und Blockheizkraftwerke aufgeführt. Für die Energieträger Braun- und Steinkohle sowie Erdgas sind alle drei CCS-Kraftwerkskonzepte im Modell hinterlegt. Im Bereich der erneuerbaren Energien sind Technologien zur Nutzung von Windenergie (Onshore und Offshore), Lauf- und Speicherwasser, Geothermie, Biomasse, Biogas, Wellen- und Gezeitenkraft und Sonnenenergie im Modell vertreten. Innerhalb der Erzeugungstechnologien wird nach Leistungsklassen unterschieden. Zudem werden länderspezifische Besonderheiten bei der Strombereitstellung berücksichtigt, wie beispielsweise energieträgerbezogene Kosten-Potenzialstufen für die Nutzung erneuerbarer Energien oder die länderspezifisch differenzierte solare Einstrahlung. Um den Bedarf an Ausgleichsenergie bei einer fluktuierenden Einspeisung entsprechend in der Modellierung abzubilden, sind sowohl unterschiedliche Stromspeichersysteme als auch die Erweiterung des Stromtransportnetzes als Optionen im Modell

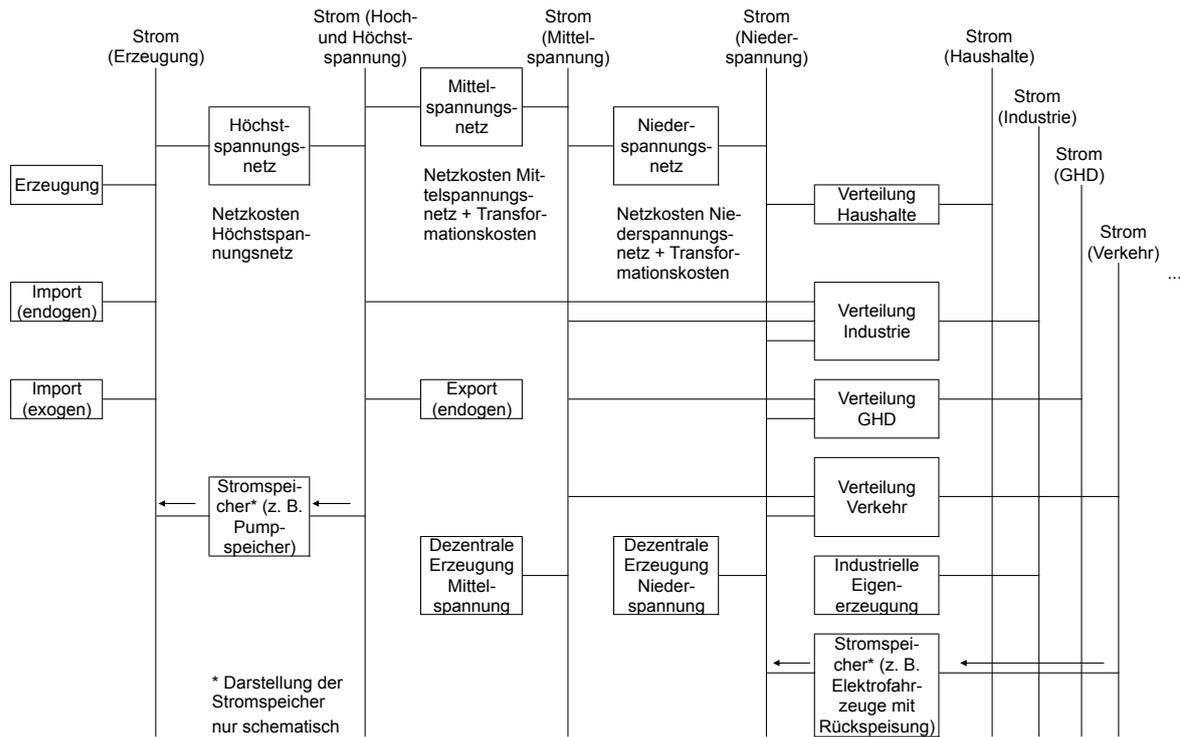


Abbildung 4.1: Modellierung des Stromsektors in TIMES PanEU (vereinfachte Darstellung)

integriert. Für die Stromspeicherung enthält TIMES PanEU neben zentralen Pump- und Druckluftspeichern auch stationäre und mobile Batteriespeichersysteme (z. B. Elektrofahrzeuge mit Stromrückspeisung). Darüber hinaus trägt die Modellierung der Tatsache Rechnung, dass technologiespezifische Unterschiede hinsichtlich der gesicherten Verfügbarkeit der installierten elektrischen Leistung und damit dem Beitrag zur Lastdeckung existieren. Beispielsweise ist die gesicherte Verfügbarkeit von Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen aufgrund ihrer fluktuierenden Einspeisung zu Spitzenlastzeiten nur bedingt gegeben. Im umgekehrten Fall kann es während Schwachlastzeiten bei einem verstärkten Wind und Solardargebot zu einer negativen Residuallast kommen. Demnach sind für die Integration fluktuierend einspeisender Erzeugungstechnologien ergänzende Maßnahmen, wie beispielsweise die Vorhaltung ausreichender Reserveleistung, zur Sicherstellung der Systemstabilität der Stromversorgung zu treffen. Dies wird in TIMES PanEU über eine Lastdeckungsgleichung umgesetzt, in die neben einem landesspezifischen Koeffizienten für den Reserveleistungsbedarf für das Gesamtsystem auch technologiespezifische Faktoren für die Bereitstellung von gesicherter Leistung zur Spitzenlastzeit (analog Leistungskredit für Windkraftanlagen) einfließen.

Bei der Stromerzeugung wird zudem zwischen öffentlicher Versorgung und industrieller Eigenproduktion unterschieden. In der industriellen Energieerzeugung besteht für ausgewählte thermische Anwendungen die Möglichkeit zusätzlich zur prozessorientierten Dampf- und Wärmebereitstellung auch Strom durch eine gekoppelte Erzeugung zu produzieren und dadurch den Strombezug aus dem Netz der öffentlichen Versorgung zu reduzieren.

Im Modell ist der zwischenstaatliche Stromaustausch abgebildet, so dass Elektrizitätsexporte und -importe unter Berücksichtigung bestehender Kuppelleitungskapazitäten sowie Erweiterungen der Übertragungsnetzkapazitäten zwischen den Regionen endogen im Modell berechnet werden. Die Import- und Exportprozesse sind so im Modell implementiert, dass zwischen diesen beiden Prozessen Netzverluste und Übertragungskosten anfallen, was insbe-

sondere bei der Stromdurchleitung durch eine Region von Bedeutung ist (Abbildung 4.1). In Abhängigkeit von der Kostenstruktur stehen somit Stromimporte in direkter Konkurrenz zu den einheimischen Erzeugungstechnologien und Stromexporte als Alternative zum inländischen Verbrauch. Darüber hinaus ist im Modell für die unterschiedlichen Regionen die Möglichkeit des Importes von Solarstrom aus Nordafrika gegeben. Dieser kann als Alternative zur einheimischen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien angesehen werden, insbesondere wenn von einer gleichmäßigeren und höheren Jahresnutzungsdauer durch den Einsatz von solarthermischen Kraftwerken mit Wärmespeichern ausgegangen wird.

Bei der Abbildung von KWK-Anlagen in TIMES werden hinsichtlich der modelltechnischen Behandlung prinzipiell zwei Anlagentypen unterschieden. Dies sind zum einen Gegendruck-Heizkraftwerke und zum anderen Entnahme-/Anzapfkondensations-Kraftwerke. Ein weiteres wichtiges Kriterium bei der Modellierung von KWK-Anlagen ist die Berücksichtigung des Wärmelastgangs. Dieser ist in erster Linie temperaturabhängig und unterscheidet sich demzufolge vom Stromlastgang, so dass die korrekte Abbildung der Wärme- in Relation zur Stromnachfrage Voraussetzung für die Modellierung des wärmegeführten Betriebs von KWK Anlagen ist (Blesl u. a. 2004). Neben KWK-Anlagen sind im Modell zusätzlich Heizwerke zur Bereitstellung von Fernwärme zu Spitzenlastzeiten abgebildet.

Die Fernwärmeverteilung ist entsprechend der unterschiedlichen funktionellen Teilaufgaben (Antransport, Hauptverteilung, Mittel- und Feinverteilung) als aufeinander folgende Ketten von Prozessen im Modell implementiert, so dass unterschiedliche alternative Verteilungsklassen abgebildet werden. Diese unterscheiden sich in ihren Kosten und zugehörigen Versorgungspotenzialen. Dadurch wird in abstrahierter Weise zwischen unterschiedlichen Erschließungskosten für Blockbebauung und Neubaugebiet oder Versorgungsstrukturen in Städten innerhalb von Kernregionen oder in ländlichen Regionen differenziert. Innerhalb des Modells sind die existierenden Netze als Bestände abgebildet, die bei entsprechender Nachfrage im Modell erweitert werden.

TIMES PanEU enthält die drei CCS-Kraftwerkskonzepte Pre-Combustion, Post-Combustion und Oxyfuel für Kohlen und Erdgas als auch CCS-Technologien für industrielle Anwendungen in der Zement- und Ammoniakindustrie sowie im Umwandlungssektor zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe und Wasserstoff aus fossilen Energieträgern. Neben reinen Stromerzeugungsanlagen mit CCS stehen auch CCS-Kraftwerke mit KWK für die öffentliche und industrielle kombinierte Strom- und Wärmebereitstellung im Modell zur Verfügung. Die Modellierung der CO₂-Abtrennung am Kraftwerk berücksichtigt sowohl die aus der Abtrennung resultierenden Wirkungsgradverluste und Investitionsmehrkosten als auch technologiespezifische Abscheideraten für Kohlendioxid. Außerdem ist im Modell die Möglichkeit einer CCS-Nachrüstung für moderne kohlebasierte Dampfkraftwerke und GuD-Kraftwerke der 800 MW-Klasse enthalten.

Die modelltechnische Abbildung der CCS-Nachrüstung unterscheidet sich vom Modellierungsansatz der CCS-Neubaukraftwerke. Die CCS-Nachrüstung ist als ein Abtrennprozess dargestellt, welcher den Prozessen der Capture-Ready-Kraftwerken nachgeschaltet ist (Abbildung 4.2). Dieser nachgeschaltete Prozess wandelt generell das Gut „CO₂-Emissionen“ in ein Gut „abgetrenntes CO₂“ um. Da die im Modell abgebildeten CO₂-Emissionen nicht anlagenspezifisch unterschieden werden, wird durch die Einführung eines Supplementärguts für die Emissionen der entsprechenden Capture-Ready-Kraftwerke gewährleistet, dass das CO₂ nur aus den Kraftwerksprozessen abgetrennt wird, für die Nachrüstungen vorgesehen sind. Somit wird verhindert, dass CO₂ aus anderen Kraftwerksprozessen, die kein Capture-Ready-Technologie darstellen, im Prozess der CCS-Nachrüstung umgewandelt wird. Der Wirkungs-

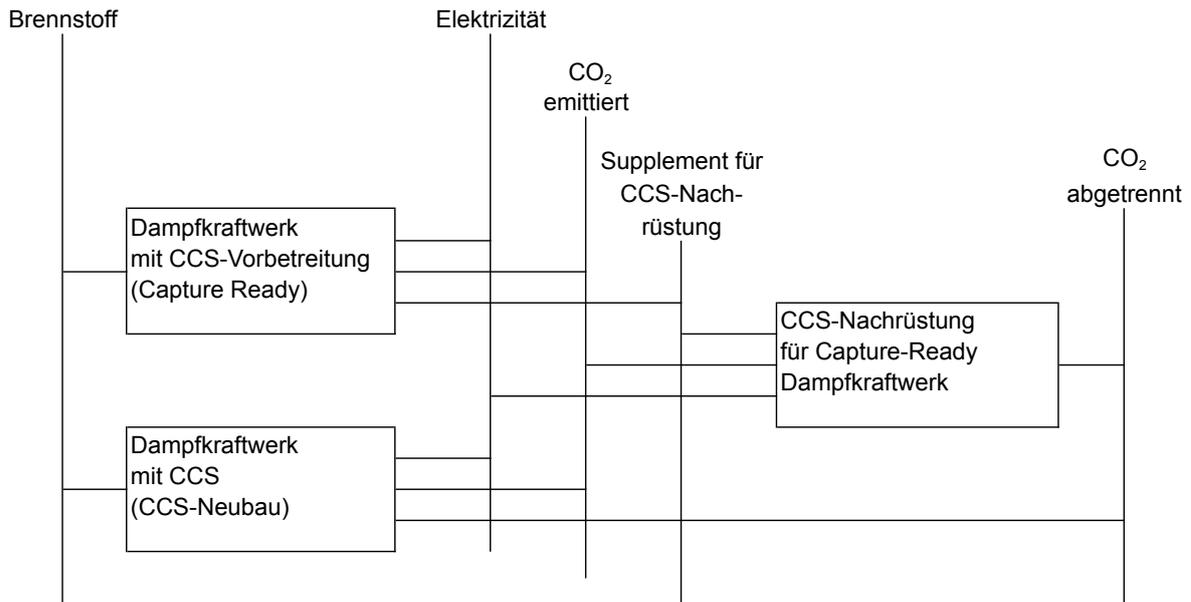


Abbildung 4.2: Modellierung von Kraftwerksprozessen mit CCS-Nachrüstung und CCS-Neubaukraftwerken in TIMES PanEU

gradverlust für die CO₂-Abtrennung ist über den Stromeinsatz in den Nachrüstprozess modelliert. Hierbei wurde das Verhältnis des Stromeinsatzes zur umgewandelten Menge an CO₂ so gewählt, dass es den anlagenspezifischen Wirkungsgradverlusten entspricht.

4.3 Modellierung von CO₂-Transport und Speicherung

Die jeweiligen Infrastrukturoptionen für den CO₂-Transport und die Speicherung sind in Form von detaillierten Kosten-Potenzial-Kurven für die europäischen Länder hinterlegt, welche auf den Ergebnissen der Analyse potenzieller Standorte für die CO₂-Abtrennung und möglicher CO₂-Speicher in Europa basieren (Kapitel 3). Die modelltechnische Umsetzung berücksichtigt folgende Prämissen:

- Bezug der Transportkosten auf Standorte, welche durch den Einsatz bestimmter Brennstoffe charakterisiert sind,
- maximale Speicherkapazität je Lagerstätte (zeitintegral),
- maximale jährliche Einspeichermenge,
- grenzüberschreitender CO₂-Transport zwischen ausgewählten Modellregionen.

Die Abbildung des CO₂-Transports und der Speicherung erfolgt für jede CO₂-Lagerstätte, welche durch ihren repräsentativen Einspeisepunkt definiert ist (vgl. Abschnitt 3.3 auf Seite 33) und ist durch zwei Prozessebenen gekennzeichnet. Exemplarisch ist diese Modellierung in Abbildung 4.3 für Steinkohle-CCS-Kraftwerke und industrielle KWK mit CCS sowie einem Aquiferspeicher und einer Erdgaslagerstätte dargestellt. Die Prozesse der ersten Ebene steuern die Einlagerungsmenge. Jeder Lagerstätte ist ein Prozess zugeordnet, der einerseits die zeitlich kumulierte maximale Speichermenge je Lagerstätte (gesamte Aufnahmekapazität) begrenzt, und andererseits die maximalen jährlichen Speichermengen vorgibt, welche durch die maximalen Injektionsraten bei der Einspeicherung bedingt sind. In der zweiten Ebene erfolgt die Zuordnung der vom Standort der CO₂-Abtrennung abhängigen Transportmengen

eingesetzten Energieträger gebunden. Konkret bedeutet dies beispielsweise, dass an einem Braunkohlekraftwerksstandort, welcher brennstoffbedingt durch eine hohes Emissionsniveau gekennzeichnet ist, bei vollständiger Umrüstung auf CCS-Technologie hohe Transportmengen und damit geringe spezifische Transportkosten anfallen. Im Gegensatz dazu entstehen an einzelnen Steinkohleblöcken bzw. Erdgaskraftwerken aufgrund der vergleichsweise geringen CO₂-Abtrenn- und Transportmengen höhere spezifische Transportkosten. Für Erdgaskraftwerke wurde der standortbasierte Ansatz erweitert, um der höheren Flexibilität hinsichtlich der Standortwahl beim Bau neuer Erdgaskraftwerke Rechnung zu tragen. Es wird davon ausgegangen, dass Erdgas-CCS-Kraftwerke zukünftig neben den bereits heute erschlossenen Erdgaskraftwerksstandorten auch an kohlebasierten Kraftwerksstandorten errichtet werden können, wobei die Obergrenze für die abgetrennte CO₂-Menge je Standort bindend ist. Durch diese Erweiterung des Ansatzes wird einerseits ein größerer Spielraum für den Einsatz von Erdgas in CCS-Kraftwerken gewährleistet und andererseits werden die länderspezifischen Standortpotenziale für die Abtrennung von CO₂ eingehalten.

Zur Umsetzung der standortspezifischen Charakteristik sind jeder CO₂-Lagerstätte vier Emissionsprozessklassen (Braunkohle-CCS-Kraftwerke, Steinkohle-CCS-Kraftwerke, Erdgas-CCS-Kraftwerke und Industrie-CCS-Anlagen) zugeordnet, für die jeweils drei Kosten-Potenzial-Stufen definiert sind. Eine CO₂-Lagerstätte ist demnach durch zwölf Prozesse dargestellt. Für jede CO₂-Lagerstätte sind die Transportmengen und -kosten aller potenziellen nationalen CCS-Standorte hinterlegt, wobei die Vielfalt der Transportrouten von CO₂-Abtrennung zu Speichern in der modelltechnischen Abbildung auf die zwölf Kosten-Potenzial-Stufen je Lagerstätte reduziert wurden. Diese Art der Modellierung erfordert, dass zusätzlich mittels Nebenbedingungen der Anteil der abgetrennten CO₂-Mengen der einzelnen CCS-Standorte an den Kostenpotenzialstufen der einzelnen Speicher begrenzt wird, was in Summe der Obergrenze der Menge an abgetrenntem CO₂ je CCS-Standort entspricht (Abbildung 4.3). Dadurch wird gewährleistet, dass zwar ein Standort in unterschiedliche Lagerstätten einspeichern kann, jedoch das Maximum der Abtrennung je Standort nicht überschritten wird.

Neben der inländischen Speicherung besteht die Möglichkeit CO₂ im benachbarten Ausland bzw. mittels einem zentralen europäischen Pipelinennetz in Großformationen, wie der Utsira-Formation im norwegischen Teil der Nordsee zu lagern (vgl. Abschnitt 3.3). Die CO₂-Speicherung in benachbarten ausländischen Lagerstätten wird im Modell für ausgewählte Regionen mit Handelsprozessen mit definierten Ein- und Ausspeisepunkten sowie vorgegeben maximalen Transportkapazitäten und den daraus resultierenden Transportkosten abgebildet (Abbildung 4.4). Ein- und Ausspeisepunkte werden dabei in den nationalen Kosten-Potenzial-Kurven für den CO₂-Transport und die Speicherung berücksichtigt, in dem Ausspeisepunkte als Standort der CO₂-Abtrennung und Einspeisepunkte als CO₂-Lagerstätten behandelt werden.

Der grenzüberschreitende CO₂-Transport wurde unter anderem für den Austausch zwischen Polen und Deutschland, Deutschland und den Niederlanden und zwischen Belgien und den

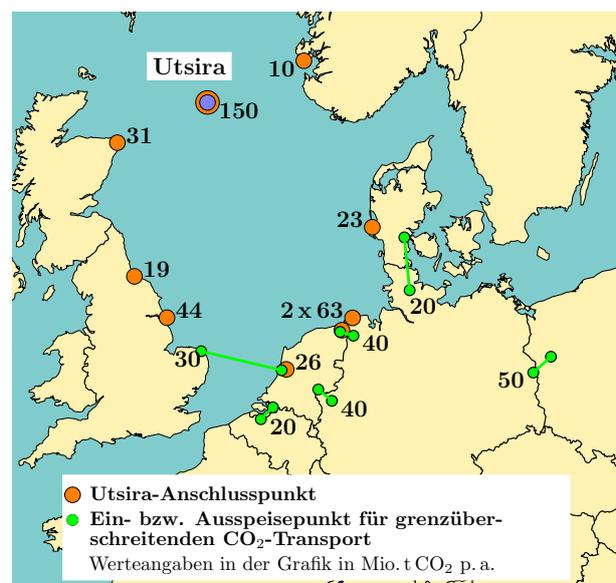


Abbildung 4.4: Anschlusspunkte für Nordsee-CO₂-Pipelinennetz und für den grenzüberschreitenden CO₂-Transport

Niederlanden implementiert. Die CO₂-Speicherung in der Großformation Utsira mittels einem zentralen Pipelinennetz mit vorgegebenen Anschlusspunkten in den Anrainerstaaten der Nordsee ist im Modell analog zu einem nationalen CO₂-Speicher abgebildet, wobei durch eine länderübergreifende Nebenbedingung die maximale Speichermenge für die Utsira-Formation (150 Mio. t CO₂ p. a.) vorgegeben ist.

4.4 Parametrische Programmierung in TIMES PanEU

Wie bereits die Technikanalyse in Kapitel 2 gezeigt hat, sind zukünftige Wirkungsgrade und Investitionskosten von CCS-Kraftwerken mit Unsicherheiten behaftet. Diese Unsicherheiten sollen in der Modellierung berücksichtigt werden und die Auswirkungen von veränderten CCS-Kraftwerksparametern auf die Stromversorgung quantifiziert werden. Hierfür ist die Untersuchung der Wirkungszusammenhänge zwischen den Eingangsparametern der linearen Optimierung und den Modellergebnissen notwendig, wofür unterschiedliche Methoden zur Verfügung stehen.

In der klassischen Sensitivitätsanalyse werden die Auswirkungen marginaler Änderungen der Eingangsdaten auf das Ergebnis untersucht. Diese Methode beschränkt sich auf die lokale Analyse im Bereich der optimalen Lösung des Optimierungsproblems. Für diesen Bereich, das Stabilitätsintervall, werden die partiellen Ableitungen der Zielfunktion und der primalen und dualen Lösung untersucht, wobei die optimale Partition erhalten bleibt. Folglich können mit der klassischen Sensitivitätsanalyse lediglich kleine Wertebereiche der Eingangsparameter und deren Auswirkungen auf das Modellergebnis beurteilt werden, so dass sie für die Untersuchung der Wertebereiche für die Investitionskosten und Wirkungsgrade von CCS-Kraftwerken (vgl. 2.2 Tabelle auf Seite 24) nicht angewandt werden kann.

Die Parametrische Programmierung ermöglicht die Untersuchung der Sensitivität der Modellergebnisse in Bezug auf die Eingangsparameter unter Berücksichtigung eines größeren Wertebereichs. Im Gegensatz zur Sensitivitätsanalyse können durch die Parametrische Programmierung Variationen der Modelleingangsdaten erfasst werden, die Veränderungen der optimalen Lösung hervorrufen. Hierfür wird zusätzlich zur Berechnung des Stabilitätsintervalls (Sensitivitätsanalyse) das Randpunktproblem zur Bestimmung der optimalen Partition im nächsten Intervall durch weitere Optimierungsschritte gelöst. Dadurch lassen sich Auswirkungen der Variation verschiedener Parameter auf die zu beobachtenden Zielgrößen darstellen. Wirkungszusammenhänge können dabei in verschiedenen Wirkungsdimensionen bzw. -richtungen untersucht werden. Zum Beispiel können die Änderungen des Modellergebnisses bei Variation der Eingangsparameter oder Veränderungen der Inputvariablen bei vorgegebener Lösung oder Auswirkungen von Änderungen der Lösungsvariablen auf das Modellergebnis analysiert werden.

Für eine generelle Beschreibung des methodischen Ansatzes der Parametrischen Programmierung sei auf Jansen u. a. (1992) verwiesen sowie für Anwendung auf das TIMES-Deutschland-Modell auf Remme (2006). Der Umsetzung der Parametrischen Programmierung in TIMES liegt ein Berechnungsalgorithmus zugrunde, welcher folgende vier Stufen umfasst (Abbildung 4.5):

1. Definition der Analyseparameter durch Modell-Nebenbedingungen,
2. Aufbau der so genannten MPS-Matrix des Modells,
3. Umwandlung der MPS-Matrix in eine GAMS-Matrix,
4. Parametrische Variation.

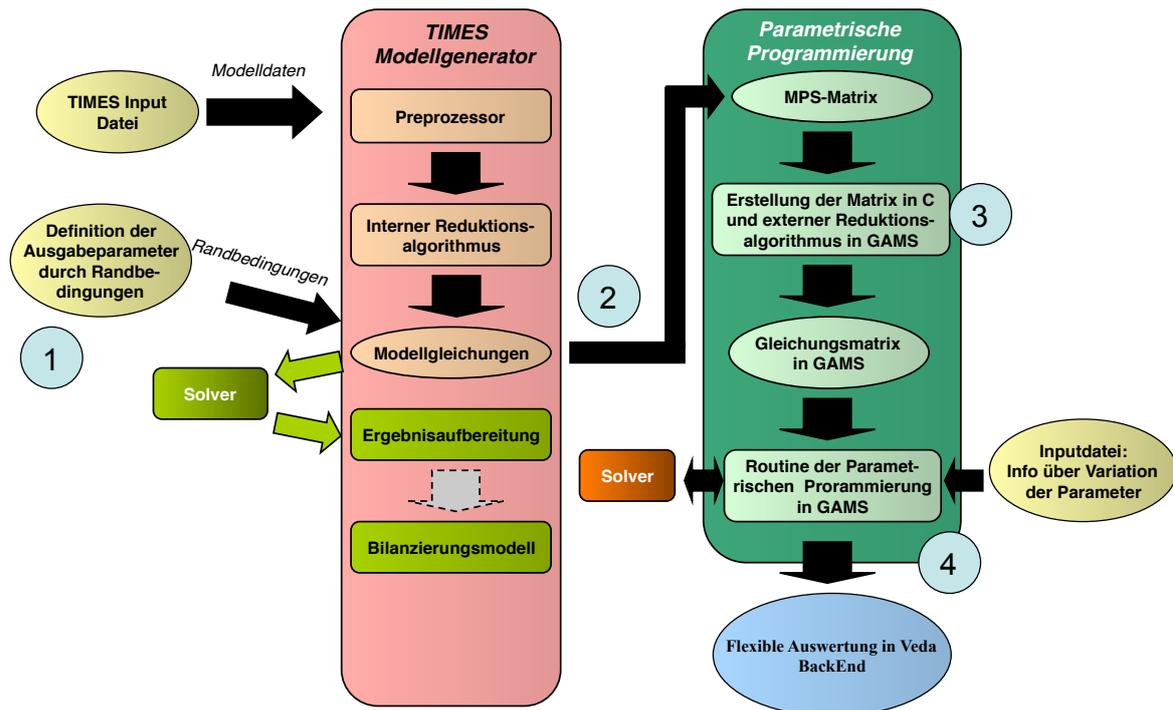


Abbildung 4.5: Implementierung der Parametrischen Programmierung in TIMES

Dieser Berechnungsalgorithmus ist dadurch gekennzeichnet, dass die Ausgabeparameter vorab definiert und als Nebenbedingungen der rechten Seite vorgegeben werden (Stufe 1). Anschließend wird die Optimierungsmatrix aufgebaut und die Optimierung des Basisoptimierungsproblems durchgeführt. Um die Rechenzeit für die folgende Parametervariation möglichst kurz zu halten, wird die Ausgangsmatrix des Optimierungsproblems für die nachfolgenden Variationschritte weiter verwendet, wozu sie erst in das MPS (Stufe 2) und anschließend in das GAMS-Format (Stufe 3) überführt wird. In Stufe 4 erfolgt die Variation der Parameter, wobei das Simplex-Verfahren zur Lösung angewandt wird, um ausgehend von einer Basislösung die optimale Partition im nächsten Intervall zu bestimmen. Dieser Berechnungsalgorithmus erlaubt generell die Anwendung der Parametrischen Programmierung auf alle wichtigen Terme des Optimierungsproblems. Dabei erfolgt die Variation von Restriktionen der rechten Seite des Optimierungsproblem in Form von absoluten Änderungen der Parameter und die Variation der Kostenparameter und der Matrixkoeffizienten üblicherweise durch relative Änderungen der Ursprungskoeffizienten. Es besteht die Möglichkeit, nicht nur einen Parameter innerhalb eines Modelllaufes zu variieren, sondern vielmehr einen Vektor von Parametern, wobei dieser Vektor durch einen Anfangs- und einen Endwert beschrieben ist. Um den Rechenaufwand zu begrenzen bietet es sich an, die Variation mit einer vorgegebenen Anzahl an Variationschritten und somit vordefinierter Schrittlänge durchzuführen (Remme 2006).

Einschränkungen der bestehenden Routine der Parametrischen Programmierung in TIMES für die Variation der Investitionskosten und Wirkungsgrade von CCS-Kraftwerken liegen darin begründet, dass Änderungen der Matrixkoeffizienten in Form von Quoten in benutzerdefinierten Nebenbedingungen und Kosten primär als direkte prozess- und aktivitätsbezogene Kosten implementiert sind. Diese modelltechnischen Beschränkungen sowie Gründe der praktischen Anwendbarkeit erfordern eine Weiterentwicklung der Routine der Parametrischen Programmierung für TIMES-PanEU, wobei folgende Punkte im Zentrum der Weiterentwicklung stehen:

- Erweiterung der Parametrischen Programmierung für die Variation von Investitionskosten

ten und Kraftwerkswirkungsgraden

- Anpassen der Routine für große Modelle und alternative Lösungsalgorithmen
- Entwicklung einer flexiblen Auswertungsroutine für eine erweiterte Analyse der Ergebnisse der Parametrischen Programmierung.

In TIMES-Modellen finden sich die Investitionskosten von Technologien im Wesentlichen in zwei Kostentermen der Zielfunktion wider. Im ersten Kostenterm beziehen sich die Investitionskosten aller Prozesse auf die Zubaukapazität des Prozesses in einer Periode und einer Region und sind als jährliche, diskontierte Kosten in der Zielfunktion des Optimierungsproblems vertreten. Der zweite Kostenterm stellt eine Gutschrift dar, welche vergeben wird, wenn die Amortisationszeit einer Anlagen über den Modellhorizont hinausgeht (*salvage costs*). Dies verhindert, dass Investitionsentscheidungen mit langen Amortisationsdauern gegen Ende des Modellierungszeitraums benachteiligt werden. Für die Variation von Investitionskosten von Prozessen mit langen Amortisationsdauern und damit insbesondere bei Kraftwerksprozessen sind sowohl der direkte Investitionskostenterm als auch der Gutschriftsterm der jeweiligen Prozesse zu berücksichtigen. Die Variation der Kostenterme erfolgt durch relative Änderungen der Kostenkoeffizienten der entsprechenden Prozesse in der Zielfunktion.

Wirkungsgrade tauchen in den Gleichungen des Optimierungsproblems als Matrixkoeffizienten an den Aktivitätsvariablen der entsprechenden Prozesse auf. Folglich bedeutet die Variation der Wirkungsgrade von CCS-Kraftwerken eine Veränderung der Matrixkoeffizienten für die entsprechenden Kraftwerksprozesse in den betroffenen Gleichungen des Optimierungsproblems. Die Aktivitätsvariable für Kraftwerksprozesse ist in TIMES-Modellen üblicherweise outputbezogen. Die prozessbezogene Aktivitätsvariable taucht mit den entsprechenden Koeffizienten in allen Bilanz- und Nebenbedingungsgleichungen der Input- und Output-Güter des Kraftwerksprozesses auf. Eine Variation der Wirkungsgrade kann demnach an den Koeffizienten der Input- oder der Output-Seite der Kraftwerksprozesse durchgeführt werden. Da jedoch die Aktivitätsvariable outputseitig (d. h. die Elektrizität betreffend) in einer Vielzahl von Nebenbedingungsgleichungen vertreten ist, bietet sich die Variation der Matrixkoeffizienten der Aktivitätsvariablen auf der Seite der Input-Güter des Kraftwerksprozesses an. Konkret betrifft dies die Gleichungen für die Bilanzen der Input-Güter (d. h. die Bilanzen für die eingesetzten Brennstoffe), die Emissionsbilanzen und die Bilanz für das abgetrennte CO₂ sowie alle Nebenbedingungen, die sich auf den Brennstoffeinsatz bzw. Emissionsoutput beziehen. Die Variation der Wirkungsgrade erfolgt durch relative Änderungen der Matrixkoeffizienten mit vorgegebener Schrittzahl. Vorteil dieser Art der Variation der Matrixkoeffizienten ist die Begrenzung des Rechenaufwands für die quantitative Analyse der Unsicherheiten in Bezug auf die Wirkungsgrade von CCS-Kraftwerken.

Das europäische Energiesystem TIMES PanEU ist aufgrund seines hohen regionalen und technologischen Detaillierungsgrades durch eine hohe Komplexität gekennzeichnet. Dies hat zu Folge, dass zur Erreichung praktikabler Rechenzeiten für die Lösung der Optimierungsprobleme des PanEU-Modells Lösungsalgorithmen auf Basis des Innere-Punkte-Verfahrens, wie der Barrier-Algorithmus, alternativ zum Simplex-Algorithmus eingesetzt werden. Gegenüber dem Simplex-Algorithmus, auf dem die ursprüngliche Routine der Parametrischen Programmierung in TIMES basiert, erreicht der Barrier-Algorithmus für komplexe Modelle zwar kürzere Lösungszeiten, erlaubt jedoch nicht, ausgehend von einer Basislösung die optimale Lösung im nächsten Intervall zu bestimmen. Dies liegt in der unterschiedlichen Wirkungsweise der Algorithmen begründet. Im Gegensatz zum Simplex-Algorithmus, bei dem zur Bestimmung der optimalen Lösung der Rand des Lösungsraums systematisch nach dem Optimum untersucht wird, nähern sich Algorithmen nach dem Innere-Punkte-Verfahren vom Inneren des zulässigen

Lösungsraums der optimalen Lösung an. Dies bedeutet für die Variation der Inputparameter, dass für die Berechnung der optimalen Lösung nicht die Basis der vorgegangenen Variation verwendet werden kann, sondern für jeden Variationsschritt das Optimierungsproblem erneut vollständig gelöst werden muss. Diese Option wurde in der weiterentwickelten Routine der Parametrischen Programmierung berücksichtigt, so dass der Ausgangspunkt der Optimierung für die Parametervariation in Abhängigkeit vom verwendeten Lösungsalgorithmus erfolgt.

Darüber hinaus hat die Anwendung der Routine der Parametrischen Programmierung mit dem Barrier-Algorithmus gezeigt, dass die Vorgabe von Ergebnisparametern als Restriktionen der rechten Seite (vgl. Stufe 1) unter Umständen zur Nichtlösbarkeit des Optimierungsproblems führt. Dies ist der Tatsache zuzuschreiben, dass die Ergebnisparameter als nicht lösungsrelevante Nebenbedingungen formuliert sind, die für den Barrier-Algorithmus das Bestimmen der optimalen Lösung erschweren bzw. verhindern können (IBM 2009). Dies kann umgangen werden, indem die Ergebnisse der einzelnen Variationsschritte separat im standardmäßigen TIMES-Ergebnisausgabeformat in einer GDX-Datei dokumentiert und nach abgeschlossener Variation zusammengeführt werden. Diese Erweiterung der Auswertungsroutine ermöglicht zudem eine vielseitigere Auswertung der Effekte der Variation der Inputparameter, inklusive sämtlicher struktur- und kostenseitiger Auswirkungen der veränderten CCS-Kraftwerksparameter.

Die implementierten Änderungen stellen gegenüber dem ursprünglichen Ansatz der Parametrischen Programmierung eine Vereinfachung dar, welche der verbesserten Anwendbarkeit der Methode dient und keinen Einfluss auf die Lösung des Optimierungsproblems und damit die Untersuchungsergebnisse hat. Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die Parametrische Programmierung generell geeignet ist, um Unsicherheitsaspekte in der linearen Optimierung abzubilden, jedoch deren Anwendung auf komplexe Modelle nicht uneingeschränkt möglich ist.

5 Perspektiven von CCS-Kraftwerken in Europa

Basierend auf den Ergebnissen der Literaturstudie zu technischen und ökonomischen Parametern von CCS-Kraftwerkstechnologien sowie der Quantifizierung der Kosten und Potenziale für CO₂-Transport und Lagerung in Europa werden die Perspektiven und Anforderungen an fossil befeuerte CCS-Kraftwerkstechnologien im europäischen Elektrizitätsmarkt mit Hilfe des paneuropäischen TIMES Energiesystemmodells analysiert. Nach der Charakterisierung der Szenarien und ausgewählter Rahmenannahmen (Abschnitt 5.1) erfolgt die Beschreibung und Diskussion der Ergebnisse der modellgestützten Untersuchung. Diese gliedert sich in zwei Teile. Der erste Teil befasst sich mit der Analyse der zukünftigen Stellung von CCS-Technologien im europäischen Elektrizitätsmarkt und den Auswirkungen, die sich aus Veränderungen energiewirtschaftlicher sowie energie- und klimapolitischer Rahmenbedingungen ergeben (Abschnitte 5.2 und 5.3). Im zweiten Teil wird der Einfluss von Unsicherheiten hinsichtlich der erreichbaren Investitionskosten und Wirkungsgrade von CCS-Kraftwerken durch Variation der entsprechenden Parameter für ausgewählte Szenarien untersucht, woraus ein Anforderungsprofil für den zukünftigen Einsatz von CCS-Kraftwerken in Europa abgeleitet wird (Abschnitt 5.4).

5.1 Konzeption der Szenarien

5.1.1 Szenarienbeschreibung

Zur Analyse und Bewertung von CCS-Kraftwerkstechnologien im europäischen Elektrizitätsmarkt werden im Folgenden die Ergebnisse von Szenarien möglicher Entwicklungen des europäischen Energiesystems beschrieben. Mit den szenariogestützten Analysen soll aufgezeigt werden, ob und wie stark CCS-Kraftwerkstechnologien durch die Existenz bestimmter energiewirtschaftlicher sowie energie- und klimapolitischer Rahmenbedingungen beeinflusst werden und welche Rolle CCS-Kraftwerkstechnologien bei veränderten Rahmenbedingungen im Energiesystem Europas spielen. Dies betrifft die Effekte durch unterschiedliche Nutzungsmöglichkeiten alternativer Stromerzeugungstechnologien, wie Technologien zur Nutzung erneuerbarer Ressourcen und der Kernenergie, durch unterschiedlich starke Klimaschutzanforderungen sowie durch verschiedene Entwicklungen der Energieträgerpreise auf den internationalen Märkten.

Der Szenarioanalyse des ersten Teils der Untersuchung liegen drei Basisszenarien zugrunde, welche sich einerseits hinsichtlich der Klimaschutzziele und andererseits in Bezug auf die Vielfalt der zur Verfügung stehenden technischen Optionen zur Erfüllung der Klimaschutzanforderungen unterscheiden (Tabelle 5.1):

- Klimaschutz bei Präferenz erneuerbarer Energien (C75),
- Moderater Klimaschutz bei Präferenz erneuerbarer Energien (C50) und
- Effizienter Klimaschutz in Europa (EKE).

Das erste Basisszenario (C75) ist durch ambitionierte klimapolitische Ziele bei Realisierung und Fortführung derzeitig implementierter energiepolitischer Ziele, wie beispielsweise einem forcierten Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Kernenergieausstieg in den betreffenden europäischen Staaten gekennzeichnet. Das zweite Basisszenario (C50) unterscheidet sich vom ersten Basisszenario hinsichtlich der Klimaschutzziele und geht von moderaten Treibhausgasminderungszielen in der EU aus. Das dritte Basisszenario (EKE) beschreibt die Bedingungen einer EU-weit harmonisierten Energiepolitik, in der zur Erreichung der ambitionierten Klimaschutzziele geringere energiepolitische Vorgaben in Bezug auf die zur

Tabelle 5.1: Übersicht und Definition der Basisszenarien

Rahmenbedingungen	Starker Klimaschutz bei Präferenz erneuerbarer Energien (C75)	Moderater Klimaschutz bei Präferenz erneuerbarer Energien (C50)	Effizienter Klimaschutz in Europa (EKE)
EU-27 THG-Minderungsziel ggü. Kyotobasis	30 % bis 2020 75 % bis 2050	20 % bis 2020 50 % bis 2050	30 % bis 2020 75 % bis 2050
Minderungsziel für den europäischen Emissionshandelssektor (Basis 2005)	34 % bis 2020 21 % bis 2020 Reduktion nachfolgend jährlich um 1,74 %		
Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der EU-27	nationale Vorgaben (vgl. Tabelle 5.6)		verminderte nationale Vorgaben
Rolle der Kernenergie in Europa	nationale Vorgaben (vgl. Tabelle 5.7)		Laufzeit 60 a + Zubau
Energieträgerpreise	Referenzpreisniveau für Rohöl (100 US\$ ₂₀₀₇ /bbl in 2030 und 110 US\$ ₂₀₀₇ /bbl in 2050)		

Verfügung stehenden technologischen Möglichkeiten zur Umsetzung der Klimaziele getroffen werden.

Im Basisszenario *Klimaschutz bei Präferenz erneuerbarer Energien (C75)* ist ein EU-weites, sektorübergreifendes Treibhausgasminderungsziel von 30 % bis 2020 und 75 % bis 2050 gegenüber der Kyotobasis unterstellt. Nach der Energiestrategie der Europäischen Union (European Commission 2010b) wird eine Verpflichtung zu einer Emissionsminderung um 30 % bis 2020 eingegangen, wenn ein umfassendes internationales Abkommen zur Verringerung der Treibhausgasemissionen verabschiedet wird und sich andere Industrieländer zu vergleichbaren Emissionsreduzierungen verpflichten. Die langfristige Zielgröße einer Reduktion um 75 % bis 2050 orientiert sich an Blesl u. a. (2011) und liegt damit im Bereich der Treibhausgas-minderung für die EU-27, welche notwendig ist, um die Konzentration der Treibhausgase in der Atmosphäre auf 450 ppm CO₂-Äquivalent zu stabilisieren und damit den Anstieg der Erderwärmung gegenüber dem vorindustriellen Niveau auf 2°C zu begrenzen (Russ u. a. 2007; Europäische Kommission 2007a; European Commission 2011a). Neben den Zielsetzungen, die sich auf den Gesamtausstoß der Treibhausgase beziehen, werden für das Basisszenario C75 in den Modellrechnungen bis 2030 zusätzlich Vorgaben für das Europäische Emissionshandels-system (ETS) berücksichtigt. Nach der EU-Richtlinie 2009/29/EG (Europäische Kommission 2009) wird in den vom Emissionshandel betroffenen Sektoren eine Emissionsminderung um 21 % bis 2020 gegenüber 2005 vorgegeben. Zur Erreichung der ambitionierten Klimaschutz-ziele des Basisszenarios wird dieser Zielwert in den Modellvorgaben jedoch auf 34 % für 2020 (European Commission 2010a) angehoben und nachfolgend mit einer Reduktion von 1,74 % p.a. fortgeschrieben. Basierend auf dem EU-ETS als marktorientiertes Instrument zur Treibhausgasemissionsreduktion in der EU, wurde längerfristig bis 2050 ebenso für die Erreichung des sektorübergreifenden EU-weiten Emissionsreduktionsziels eine kostenoptimale Lastenverteilung zwischen den EU-Mitgliedsstaaten unterstellt und auf die Vorgabe von nationalen Reduktionszielen in den Szenarioanalysen verzichtet.

In Bezug auf die Entwicklungen bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wurden länder- und technologiespezifische Ausbaupfade zugrunde gelegt (vgl. Tabelle 5.6), die auf der Annahme basieren, dass auch zukünftig Fördermaßnahmen für einen gesteuerten

Ausbau existieren werden und der Strom aus erneuerbaren Energien nicht in einem vollkommenden Wettbewerbsmarkt mit anderen Erzeugungseinheiten in Konkurrenz steht. Für die Stromerzeugung aus Kernenergie gelten ebenfalls länderspezifische Vorgaben, die sich an der gegenwärtigen energiepolitischen Situation der europäischen Staaten orientiert (Tabelle 5.7). Dies bedeutet, dass die Beschlüsse zum Ausstieg aus der Kernenergie in den entsprechenden europäischen Staaten sowie tendenziell eher konservative Annahmen in Bezug auf den Zubau in den anderen europäischen Staaten berücksichtigt wurden. Dem Basisszenario C75 liegt das Referenz-Energieträgerpreisniveau zugrunde, das von einem Rohölpreis in 2030 von 100 US\$₂₀₀₇/bbl und 110 US\$₂₀₀₇ in 2050 gekennzeichnet ist (vgl. Tabelle 5.5). Außerdem ist das Basisszenario C75 durch die Berücksichtigung weiterer energiepolitischer Beschlüsse und Maßnahmen zur Treibhausgasreduktion auf der Verbraucherseite gekennzeichnet, wie beispielsweise im Verkehrssektor die Umsetzung und Fortführung der Biokraftstoffrichtlinie in der EU und nationale Vorgaben zu Förderung der Elektromobilität. Im Energiekonzept der Bundesregierung wird für Deutschland die Zielgröße von 1 Mio. Elektrofahrzeugen bis 2020 und 6 Mio. Elektrofahrzeugen bis 2030 aufgestellt (BMWi 2010a).

Im Basisszenario *Moderater Klimaschutz bei Präferenz erneuerbarer Energien* (C50) soll den Unsicherheiten hinsichtlich der Ergebnisse der ausstehenden Verhandlungen zu einem Kyoto-Nachfolgeabkommen Rechnung getragen werden. Im Vergleich zum Basisszenario C75 sind weniger ambitionierte Treibhausgasreduktionsziele für die EU-27 unterstellt. Hintergrund des Basisszenarios C50 ist die Annahme eines abweichenden weltweiten Klimaziels, in dem Entwicklungs- und Schwellenländer sowie nichteuropäische Industriestaaten weniger starke Treibhausgasreduktionsverpflichtungen eingehen und sich entsprechend auch die Reduktionslast für Europa reduziert. Dem Basisszenario C50 liegt ein europaweites, sektorübergreifendes Treibhausgasreduktionsziel von 20 % in 2020 gegenüber der Kyotobasis zugrunde. Dies entspricht der Zielsetzung der Energiestrategie der Europäischen Union, falls kein ambitioniertes internationales Klimaschutzabkommen zustande kommt (European Commission 2011a, 2010b). Für die am Emissionshandel beteiligten Sektoren wird die aktuelle Vorgabe einer Minderung um 21 % in 2020 gegenüber 2005 berücksichtigt (Europäische Kommission 2009) und nachfolgend linear mit 1,74 % jährlich fortgeschrieben. Auf europäischer Ebene wird im weiteren Verlauf das Ziel einer moderaten Treibhausgasreduktion auf 50 % bis 2050 gegenüber der Kyotobasis unterstellt. Dieses Ziel liegt um ca. 10 %-Punkte unter der Treibhausgasreduktion, welche sich bei Fortführung der derzeitigen energie- und klimapolitischen Maßnahmen einstellen würde (-40 % bis 2050 gegenüber 1990 nach European Commission (2011b)). Trotz der moderaten Treibhausgasreduktionsziele ist im Basisszenario C50 das Fortbestehen derzeitiger energiepolitischer Ziele angenommen, was beispielsweise den forcierten Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und den Kernenergieausstieg in den betreffenden europäischen Staaten beinhaltet. Mit Ausnahme der Treibhausgasreduktionsziele unterscheiden sich folglich die energiepolitischen und energiewirtschaftlichen Rahmenannahmen des Basisszenarios C50 von denen des Basisszenarios C75 nicht.

Im Basisszenario *Effizienter Klimaschutz in Europa* (EKE) sind analog zum ersten Basisszenario ein EU-weites Treibhausgasreduktionsziel von 30 % bis 2020 und von 75 % bis 2050 gegenüber der Kyotobasis sowie ein ETS-Minderungsziel von 34 % bis 2020 gegenüber 2005 unterstellt. Allerdings wird im Basisszenario EKE von einer Ausweitung der Handlungsspielräume und einer EU-weiten Harmonisierung der Klimaschutzbemühungen ausgegangen. Nationale technologische Zielvorgaben, z. B. bei der Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung sowie bei der Nutzung der Kernenergie werden weitestgehend aufgehoben, so dass keine der zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen zur Verfügung stehenden Technologieoptionen bevorzugt oder benachteiligt wird. Für den Ausbau der Stromerzeugung aus Solarenergie und aus Onshore-Windkraftanlagen wird im Vergleich zu den Ausbaupfaden

Tabelle 5.2: Übersicht und Definition der Varianten zu den Basisszenarien

Basisszenario	Variante	veränderte Rahmenbedingungen
C75	C75_EE	verstärkter Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 60 % in 2050 in der EU-27 und 80 % in 2050 in Deutschland)
	C75_MoP	moderate Energieträgerpreise (Rohölpreisniveau etwa 25 % unter dem Referenzpreisniveau)
C50	Variation des THG-Ziels	Variation des EU-weiten Treibhausgasreduktionsziels zwischen 50 % und 90 % bis 2050 ggü. Kyotobasis
EKE	EKE_60	Kernenergieausstieg in den betreffenden EU-Staaten bei Laufzeit der Kernkraftwerke von 60 Jahren und verminderter Zubau
	EKE_32	Kernenergieausstieg in den betreffenden EU-Staaten gemäß derzeitiger Politiken und verminderter Zubau

des Basisszenarios C75 ab 2015 lediglich von einem 50 %igen jährlichen Zuwachs ausgegangen und für den Ausbau der Stromerzeugung aus Offshore-Windkraftanlagen werden keinerlei Vorgaben getroffen.

Des Weiteren werden für die drei Basisszenarien jeweils unterschiedliche Varianten betrachtet (Tabelle 5.2), welche Veränderungen bei der Entwicklung von energiewirtschaftlichen Einflussgrößen sowie bei den energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen widerspiegeln. Für das Basisszenario C75 wird in der Variante C75_EE untersucht, wie sich ein verstärkter Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Struktur der Stromerzeugung und damit die Marktchancen von CCS-Kraftwerken auswirkt. In der Variantenrechnung C75_EE wird ein EU-weiter Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 60 % am Bruttostromverbrauch in 2050 und ein nationales Ziel für Deutschland von 40 % in 2020 und 80 % in 2050 zusätzlich zu den Rahmenbedingungen des Basisszenarios C75 unterstellt. Dies entspricht für Deutschland der im Energiekonzept der Bundesregierung formulierten Zielgröße (BMWi 2010a) und für die EU insgesamt einer Fortschreibung des bisherigen durchschnittlichen jährlichen Wachstums seit Einführung der EU-Richtlinie 2001/77/EG zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen. In der Variante C75_MoP werden die Auswirkungen moderater Energieträgerpreise analysiert. Gegenüber den Energieträgerpreisannahmen in den übrigen Szenarien, welche einem Rohölpreisniveau von 100 US\$₂₀₀₇/bbl in 2030 und 110 US\$₂₀₀₇/bbl in 2050 entsprechen, liegt das Preisniveau in der Variante C75_MoP um etwa 25 % niedriger, auf 75 US\$₂₀₀₇/bbl in 2030 und 78,5 US\$₂₀₀₇/bbl in 2050. Sowohl die Erdgas- als auch die Steinkohlepreise wurden entsprechend dem veränderten Preisniveau angepasst.

Zur detaillierten Untersuchung der Sensitivität der Stromerzeugung in CCS-Kraftwerken hinsichtlich der klimapolitischen Rahmenbedingungen in Europa erfolgt ausgehend vom Basisszenario C50 eine Variation des EU-Treibhausgasreduktionspfades. Die verschiedenen Minderungswege spannen einen Variationsbereich für die THG-Minderung gegenüber der Kyotobasis zwischen 20 und 30 % für das Jahr 2020 und zwischen 50 und 90 % für das Jahr 2050 auf.

Für das Basisszenario EKE werden mit den beiden Varianten EKE_60 und EKE_32 unterschiedliche Rahmenannahmen für die Kernenergienutzung untersucht, wobei die übrigen Rahmenannahmen denen des Basisszenarios EKE entsprechen. Die Variante EKE_60 unter-

Tabelle 5.3: Sozioökonomische und energiewirtschaftliche Rahmenannahmen für die EU-27

	Einheit	2005	2020	2030	2040	2050
Entwicklung der Bevölkerung und des Bruttoinlandsproduktes (BIP)						
Bevölkerung	Mio.	488	496	495	487	472
Veränderung	%/a	-	+0,01	+0,00	-0,2	-0,3
Bruttoinlandsprodukt	10 ¹² € ₂₀₀₀	11,7	15,0	17,8	20,8	24,4
Veränderung	%/a	-	+1,7	+1,7	+1,6	+1,6
Haushalte und Wohngebäude						
Anzahl der Wohnungen	Mio.	197,9	260,2	273,6	267,9	259,8
Anzahl der Wohngebäude	Mio.	114,9	147,2	154,4	156,1	152,0
Wohnfläche	Mio. m ²	15.856	20.502	22.041	22.619	22.320
Verkehrsnachfrage						
Personenverkehr	Mrd. Pkm	5.826	6.451	6.742	6.884	6.914
Luftverkehr (Energieverbrauch)	PJ	2.066	2.947	3.399	2.634	3.786
Güterverkehr	Mrd. tkm	2.538	3.258	3.751	3.994	4.122

Quellen: (Eurostat 2011; Capros u. a. 2010; Fahl u. a. 2010a; NEEDS 2006)

stellt einen Kernenergieausstieg in den betreffenden europäischen Staaten (Belgien, Deutschland und Spanien) bei einer Verlängerung der Betriebsdauern auf 60 Jahre und die Variante EKE_32 unterstellt eine Laufzeit von 32 Jahren in den Ländern mit Kernenergieausstieg sowie reduzierten Zubaumöglichkeiten für Kernkraftwerke. In den beiden EKE-Varianten wird analog zum Basisszenario EKE von geringeren Ausbauzielen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Europa ausgegangen. Die Rahmenannahmen der Variante EKE_32 implizieren für CCS-Kraftwerke ein Marktumfeld, welches im Gegensatz zum Basisszenario C75 durch eine stärkere Konkurrenz zu erneuerbaren Energien gekennzeichnet ist bei moderaten Annahmen hinsichtlich der Möglichkeiten zur Kernenergienutzung in Europa.

5.1.2 Sozioökonomische und energiewirtschaftliche Rahmenannahmen

Für die Szenarien wird von einem gemeinsamen sozioökonomischen Rahmendatenkranz ausgegangen, welcher im Wesentlichen den Annahmen nach Fahl u. a. (2010b) und Blesl u. a. (2011) entspricht. Die sozioökonomischen und energiewirtschaftlichen Rahmenannahmen umfassen die langfristige demographische Entwicklung, die gesamtwirtschaftliche und sektorale Entwicklung, die Entwicklung der Verkehrsleistung im Personen- und Güterverkehr sowie die Entwicklung der Preise für importierte Energieträger.

In der EU-27 steigt die Einwohneranzahl von rund 488 Mio. Einwohnern in 2005 bis zum Jahr 2020 auf 496 Mio. Einwohner leicht an, um danach bis zum Jahr 2050 auf 472 Mio. Menschen zurückzugehen (Tabelle 5.3). Das reale Bruttoinlandsprodukt (BIP) steigt im gleichen Zeitraum bis auf 24,4 Bio. €₂₀₀₇ in 2050 mit einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 1,6 %. Die Wohnflächennachfrage wächst in der EU bis 2040 auf 22,6 Mrd. m², was im Durchschnitt einer Fläche von 46,4 m² pro Kopf entspricht. Aufgrund des Bevölkerungsrückgangs zwischen 2040 und 2050 reduziert sich die absolute Wohnfläche um 0,3 Mrd. m² auf 22,3 Mrd. m², während die Pro Kopf Fläche weiter bis auf 47,3 m² ansteigt. Die Verkehrsnachfrage des Personen- als auch des Güterverkehrs wächst in der EU-27 kontinuierlich über den gesamten betrachteten Modellzeitraum (2005 – 2050) an, wobei der Luftverkehr die größte Steigerungsrate mit 83 % aufweist, gefolgt vom Güterverkehr mit 62 % und dem übrigen Personenverkehr ohne Luftverkehr mit 19 %.

Tabelle 5.4: Sozioökonomische und energiewirtschaftliche Rahmenannahmen für Deutschland

	Einheit	2010*	2020	2030	2040	2050
Entwicklung der Bevölkerung und des Bruttoinlandsproduktes (BIP)						
Bevölkerung	Mio.	81,8	81,4	79,7	77,2	74,3
Veränderung	%/a	-	-0,10	-0,22	-0,32	-0,38
Bruttoinlandsprodukt	Mrd. € ₂₀₀₀	2.248	2.526	2.784	3.058	3.201
Veränderung	%/a	-	+1,17	+0,98	+0,94	+0,46
BIP/Kopf	€ ₂₀₀₀	27.482	31.032	34.931	39.611	43.082
Veränderung	%/a	-	+1,2	+1,2	+1,3	+0,8
Haushalte und Wohngebäude						
Anzahl der Wohnungen	Mio.	39,5	41,3	42,4	40,2	37,6
Anzahl der Wohngebäude	Mio.	18,1	18,7	20,1	20,1	19,5
Wohnfläche	Mio.m ²	3.427	3.791	4.021	3.920	3.748
Verkehrsnachfrage						
Personenverkehr	Mrd.Pkm	1.066	1.078	1.068	1.050	1.020
Luftverkehr (Energieverbrauch)	PJ	362	463	513	544	561
Güterverkehr	Mrd. tkm	604	737	880	950	979

* statistische Werte zum Teil vorläufig

Quellen: (BMWi 2011; Fahl u. a. 2010b; Ziesing 2011), eigene Berechnungen

Für Deutschland wird davon ausgegangen, dass die Einwohnerzahl von 81,8 Mio. in 2010 bis auf 74,3 Mio. Menschen im Jahr 2050 sinkt (Tabelle 5.4), bei einem durchschnittlichen Wachstum des realen BIP von rund 1,0 % pro Jahr auf 3.200 Mrd. €₂₀₀₀ im gleichen Zeitraum. Dies bedeutet, dass das BIP pro Kopf auf etwa das 1,6-fache steigen wird. Die Wohnfläche in Deutschland steigt bis 2030 auf gut 4 Mrd. m². Pro Kopf stehen dann rein rechnerisch etwa 50,4 m² zur Verfügung, je Haushalt etwa 95,7 m². Bedingt durch den deutlichen Rückgang der Bevölkerung nach 2030 von 79,6 Mio. auf 74,3 Mio. in 2050 nimmt die gesamte Wohnflächen-nachfrage und damit die zu beheizende Fläche auf 3,75 Mrd. m² ab. Weiterhin ist unterstellt, dass bis 2020 die Personenverkehrsleistung in Deutschland (ohne Luftverkehr) um 1 % gegenüber 2010 auf rund 1.078 Mrd. Pkm ansteigt und sich danach die sinkenden Einwohnerzahlen auch bei der Personenverkehrsleistung stärker bemerkbar machen, was zu einer Abnahme der Personenverkehrsleistung auf ca. 996 Mrd. Pkm in 2050 führt. Die Güterverkehrsleistung steigt bis 2030 um rund 45 % gegenüber 2010 auf annähernd 880 Mrd. tkm. Bis 2050 resultiert ein weiterer Zuwachs auf dann 980 Mrd. tkm, was gegenüber 2030 einem Zuwachs um 11 % entspricht.

Bezüglich der längerfristigen Verfügbarkeit von Erdöl und Erdgas ist unterstellt, dass keine physisch und politisch bedingten Verknappungen auftreten. Im Referenzpreisfad steigt der Rohölpreis bis 2030 auf 100 US\$₂₀₀₇/bbl und im weiteren Verlauf auf 110 US\$₂₀₀₇/bbl bis 2050 an (Tabelle 5.5). Bei einer unterstellten Inflationsrate von 2,3 % p.a. bedeutet dies einen Rohölpreis von fast 300 US\$ je bbl. in 2050. Für die zukünftige Entwicklung des Erdgaspreises wird nicht von einer vollständigen Entkopplung vom Rohölpreis ausgegangen, so dass der Preis für Erdgas frei Grenze in der Referenzpreisentwicklung entsprechend von 6,2 €₂₀₀₇/GJ in 2010 auf knapp 8 €₂₀₀₇/GJ in 2030 und im weiteren Verlauf auf 8,5 €₂₀₀₇/GJ in 2050 ansteigt (Tabelle 5.5). Damit sind die Erdgaspreise in etwa auf dem langfristigen Erdgaspreisniveau des 450ppm Szenarios des World Energy Outlooks der Internationalen Energie Agentur aus dem Jahr 2010 (IEA 2010) einzuordnen. Der Grenzübergangspreis für Steinkohle bleibt auf dem Niveau von 2010 mit 2,8 €₂₀₀₇/GJ bis 2050 nahezu konstant. Die Brennstoffkosten für Kernenergie sinken langfristig aufgrund der verbesserten Brennstoffausnutzung (Abbrand) leicht auf 0,94 €₂₀₀₇/GJ ab. Die Förderkosten für Braunkohle sind über den gesamten Zeitraum konstant mit 1,2 €₂₀₀₇/GJ angenommen.

Tabelle 5.5: Energieträgerpreisentwicklung frei Grenze bzw. Abbaukosten für Braunkohle

Energieträger	Einheit	2010	2020	2030	2040	2050
Referenzpreisentwicklung						
Rohöl	US\$ ₂₀₀₇ /bbl	85,0	86,6	100,0	106,7	110,0
Erdgas (H _u)	€ ₂₀₀₇ /GJ	6,2	7,1	7,9	8,3	8,5
Steinkohle	€ ₂₀₀₇ /GJ	2,8	2,6	2,8	2,9	2,9
Uran	€ ₂₀₀₇ /GJ	1,1	1,0	0,9	0,9	0,9
Braunkohle	€ ₂₀₀₇ /GJ	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Moderate Preisentwicklung						
Rohöl	US\$ ₂₀₀₇ /bbl	85,0	69,0	75,0	77,5	78,5
Erdgas (H _u)	€ ₂₀₀₇ /GJ	6,2	6,0	6,4	6,5	6,6
Steinkohle	€ ₂₀₀₇ /GJ	2,8	2,4	2,5	2,5	2,5
Uran	€ ₂₀₀₇ /GJ	1,1	1,0	0,9	0,9	0,9
Braunkohle	€ ₂₀₀₇ /GJ	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2

Quellen: Entwicklung nach Fahl u. a. (2010a), statistische Werte (2010) nach BAFA (2011b, c, a) (Werte zum Teil vorläufig)

In der Preisvariante „moderat“, welche ausschließlich der Variantenrechnung C75_MoP zugrunde liegt, wird von einem moderaten Preisanstieg nach einem deutlichen Rückgang bis 2020 ausgegangen, so dass ein Rohölpreisniveau von 75 US\$₂₀₀₇/bbl in 2030 und knapp 80 US\$₂₀₀₇/bbl in 2050 erreicht wird. Der Preis für Erdgas frei Grenze erhöht sich kaum gegenüber dem Preisniveau aus 2010 und der Preis für Steinkohle gibt langfristig gegenüber dem Preis in 2010 leicht nach. Dieses Gefüge moderater Energieträgerpreise könnte sich einstellen, käme es weltweit zu einem weniger starken Anstieg beim Verbrauch von Erdöl, Erdgas und Steinkohle, was beispielsweise die Konsequenz weltweit verstärkter Anstrengungen zum Klimaschutz sein könnte.

Die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in den Mitgliedsstaaten der EU wird in besonderem Maße durch Förderinstrumente, wie Einspeisetarife und Zertifikatssysteme, gesteuert. Um die sich daraus ergebenden Effekte der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien in den Modellrechnungen zu berücksichtigen wurden länder- und technologiespezifische Ausbaupfade vorgegeben. Für die Gesamtheit der EU-27 wird von einem Anstieg der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien von etwa 600 TWh in 2010 auf 1.040 TWh in 2030 und weiteren Verlauf auf 1.190 TWh in 2050 ausgegangen (Tabelle 5.6). Dabei nimmt insbesondere die Erzeugung in Offshore-Windkraftanlagen (+ 270 TWh zwischen 2010 und 2050) und in Onshore-Windkraftanlagen (+ 160 TWh zwischen 2010 und 2050) zu. Bis 2020 setzt diese Entwicklung die Realisierung der bereits genehmigten Offshore-Windparks voraus. Mittelfristig tragen zunehmend auch Retrofit-Maßnahmen und Leistungserweiterungen an bestehenden Windkraftstandorten zu zusätzlichen Strommengen aus Windenergie bei. Die Stromerzeugungsmengen aus Solarenergie sind überwiegend der Erzeugung in Photovoltaikanlagen zuzuschreiben. Es wird jedoch von einer zunehmenden Stromerzeugung in solarthermischen Anlagen in den Staaten Südeuropas ausgegangen, deren Anteil in 2050 knapp 20 % der Solarstromerzeugung in der EU-27 beträgt. Bei der Stromerzeugung aus Biomasse in der EU-27 wird gegenüber der Erzeugung in 2010 eine Steigerung um ca. 50 % bis 2050 unterstellt, welche vor allem aus Zuwächsen in den Regionen Zentral- und Nordeuropas resultieren. Die Potenziale der Stromerzeugung aus Wasserkraft sind in den meisten EU-Mitgliedsstaaten zum Großteil ausgeschöpft, so dass lediglich ein moderater Ausbau bis zum Jahr 2030 unterstellt ist. Bei der Nutzung der Geothermie hemmen die hohen Fündig-

Tabelle 5.6: Ausbaupfade für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der EU-27 und in Deutschland

[TWh]	2010 ¹	2020	2030	2040	2050
EU-27					
Wasser ²	323,0	315,9	324,6	324,6	324,9
Wind Onshore	116,6	233,3	252,1	265,0	277,8
Wind Offshore	27,0	131,2	242,1	267,6	292,5
Solar (PV+CSP) ³	22,4	66,8	98,0	108,2	122,7
Biomasse	107,9 ⁴	116,2	118,6	136,6	154,8
Geothermie	5,2	6,4	8,2	13,7	19,1
Summe	602,1	869,8	1.043,6	1.115,7	1.191,8
Deutschland⁵					
Wasser	20,6	24,5	24,5	24,5	24,5
Wind Onshore	37,8	66,1	69,6	72,3	75,0
Wind Offshore	0,2	33,9	83,0	96,2	109,4
Solar (PV) ³	11,7	30,2	39,2	40,9	42,1
Biomasse	33,4	36,2	40,0	44,0	47,5
Geothermie	0,0	1,0	2,8	8,2	13,6
Summe	103,5	191,9	259,1	285,9	312,1

¹ Statistische Mengen nach BMU (2011), Eurostat (2011) und (JRC 2011), Werte zum Teil vorläufig

² inklusive Meeresenergie; Ausbaupfade für Wasserkraft auf Wassernormaljahr bezogen

³ PV... Photovoltaik, CSP... Concentrated Solar Power (Solarthermische Stromerzeugung)

⁴ Statistischer Wert aus 2009

⁵ Entsprechend der Förderung nach EEG in Anlehnung an Blesl u. a. (2011)

keitsrisiken in Verbindung mit hohen Bohrkosten sowie in einigen Regionen die mangelnde Akzeptanz dieser Technologie eine rasche Expansion. Unter Berücksichtigung dieser Faktoren ist bei der Stromerzeugung aus Geothermie auch zukünftig eher eine nur schwach wachsende Entwicklung angenommen.

Die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland wird im Wesentlichen durch die politischen Rahmenbedingungen der Förderung über das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) bestimmt. Vor dem Hintergrund der politisch angestrebten Ausbauziele und unter der Annahme, dass die Förderung über das EEG bestehen bleibt und ggf. angepasst wird, sowie unter Berücksichtigung der Entwicklung der vergangenen Jahre, wird eine Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien basierend auf Blesl u. a. (2011) für die Basisszenarien C75 und C50 und deren Varianten zugrunde gelegt (Tabelle 5.6). Entsprechend wird von einem Mindestanstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 104 TWh im Jahr 2010 auf 192 TWh in 2020 und auf 312 TWh in 2050 ausgegangen. Diese Strommengen aus erneuerbaren Energien entsprechen in ihrem Niveau den Strommengen der Energieszenarien 2010 (BMWi 2010b), auf denen das Energiekonzept der Bundesregierung basiert.

Für die Nutzung der Kernenergie in Europa wurden ebenfalls länderspezifische Annahmen getroffen (Tabelle 5.7). In den Basisszenarien C75 und C50 und deren Varianten sowie in der Variante EKE_32 orientieren sich diese Annahmen an den derzeitigen politischen Diskussionen. Entsprechend wurde für EU-Mitgliedsstaaten, in denen es einen derzeit gültigen Beschluss zum Ausstieg aus der Kernenergie gibt, ein Zubau von Kernkraftwerken ausgeschlossen. Jedoch unterscheiden sich die Laufzeiten bestehender Kernkraftwerke entsprechend der länderspezifischen Annahmen. Zu den Staaten mit Kernenergieausstieg gehören Belgien, Deutschland und Spanien. Für EU-Mitgliedsstaaten, in denen derzeit keine Kernkraftwerke

Tabelle 5.7: Annahmen zur Kernenergienutzung in der EU-27 in den Basisszenarien C75 und C50 und deren Varianten sowie der Variante EKE_32

Region	Entwicklung der Kernenergie
EU-Mitgliedsstaaten	
Belgien	Kein Zubau, Kernenergieausstieg bis 2025
Bulgarien	Kernenergiezubau, maximale installierte Kapazität bis 2050 6 GW
Tschechien	Kernenergiezubau, maximale installierte Kapazität bis 2050 9 GW
Deutschland	Kein Zubau, Kernenergieausstieg bis 2022
Spanien	Kein Zubau, Kernenergieausstieg bis 2034
Finnland	Kernenergiezubau, maximale installierte Kapazität bis 2050 9 GW
Frankreich	Kernenergiezubau, maximale installierte Kapazität bis 2050 75 GW
Ungarn	Kernenergiezubau, maximale installierte Kapazität bis 2050 6 GW
Litauen	Kernenergiezubau, maximale installierte Kapazität bis 2050 5 GW
Niederlande	Kernenergiezubau, maximale installierte Kapazität bis 2050 3 GW
Polen	Keine Bestandskapazitäten, jedoch Kernenergiezubau auf maximal 8 GW bis 2050
Rumänien	Kernenergiezubau, maximale installierte Kapazität bis 2050 6 GW
Schweden	Kernenergiezubau zur Kapazitätshaltung (11 GW)
Slowenien	Kernenergiezubau, maximale installierte Kapazität bis 2050 4 GW
Slowakei	Kernenergiezubau, maximale installierte Kapazität bis 2050 7 GW
Großbritannien	Kernenergiezubau, maximale installierte Kapazität bis 2050 20 GW
Schweiz	Kernenergieausstieg bis 2034
EU-Mitgliedsstaaten ohne Kernenergienutzung: Dänemark, Estland, Griechenland, Irland, Italien, Lettland, Luxemburg, Malta, Österreich, Portugal, Zypern	
Quelle: basierend auf (Blesl u. a. 2011)	

betrieben werden, wird davon ausgegangen, dass auch zukünftig keine Nutzung der Kernenergie erfolgt. Ausnahme hierbei bildet Polen, für das der Neubau von Kernkraftwerken in der kommenden Dekade anvisiert ist (WNA 2011). Folglich wurden Kernkraftwerke als mögliche Neubauoption für Polen in den Szenarioanalysen berücksichtigt. Für die Staaten mit derzeitiger Kernenergienutzung und ohne Ausstiegsbeschluss wurde unterstellt, dass mindestens eine Kapazitätshaltung von Kernkraftwerken (z. B. Schweden) erfolgen kann, bzw. ein Ausbau der Kernkraftwerkskapazitäten möglich ist (z. B. Frankreich). Basierend auf maximal möglichen Zubaukapazitäten pro Jahr ergeben sich Obergrenzen für die gesamten in der EU-27 installierten Kernkraftwerkskapazitäten von 150 GW in 2020 und 2030 und 160 GW in 2050 in den Szenarien C75 und C50 und deren Varianten sowie der Variante EKE_32. Bedingt durch die Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre und höhere Zubauraten in der Szenariovariante EKE_60 beträgt die maximal mögliche Kapazität aus Kernenergie für die die EU-27 180 GW in 2020, 220 GW in 2030 und 230 GW in 2040 und 2050.

Für die Verbrauchssektoren wurden ebenfalls energie- und umweltpolitische Zielvorgaben berücksichtigt. So wurde beispielsweise für den Verkehrssektor die Umsetzung des Nationalen Entwicklungsplans Elektromobilität der Bundesregierung mit 1 Mio. Plug-In-Hybrid- und Elektrofahrzeugen im Jahr 2020 und 5 Mio. im Jahr 2030 in Deutschland unterstellt (Bundesregierung 2009). Weiterführend wird bis zum Jahr 2050 von einer Ausweitung auf mindestens 10 Millionen Fahrzeuge in Deutschland ausgegangen (vgl. Blesl u. a. (2011)). Hinsichtlich der Nutzung von Biokraftstoffen im Verkehrssektor in Deutschland wird die Fortführung der Biokraftstoffquote angenommen. Gemäß dem Nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energien soll die Quote in 2020 bezogen auf die Nettotreibhausgasminderung 7% erreichen (BMU 2010). Dieser Anteil wird bis 2050 fortgeschrieben.

5.1.3 Charakterisierung der Kraftwerkstechnologien

Für die im TIMES PanEU Modell abgebildeten Energiebereitstellungs- und Energieverbrauchs-technologien wurden spezifische Pfade für die Entwicklung der technischen und ökonomischen Parameter hinterlegt (vgl. Fahl u. a. (2010b) sowie Blesl u. a. (2011)). Nachfolgend sollen insbesondere Kraftwerkstechnologien näher charakterisiert werden.

Für kohlebefeuerte Dampfkraftwerke wird zukünftig von einer weiteren Steigerung der Wirkungsgrade ausgegangen, welche sich aus der Anhebung der Frischdampf-temperatur und des Frischdampfdruckes sowie durch Maßnahmen der Speisewasservorwärmung, gezielte Zwischenüberhitzungen, Reduktion des Kondensationsdrucks und Verringerung des Dampfturbinenwirkungsgrades ergeben. Für Kondensationskraftwerke mit Steinkohlenstaubfeuerung sind Weiterentwicklungen unter anderem auf den zunehmenden Einsatz austenitischer Stähle für den Dampferzeuger ausgerichtet¹¹. Weiterführende Prozessoptimierungen und die Anwendung von Hochtemperaturkomponenten aus nickelbasierten Werkstoffen beabsichtigen eine Anhebung des Frischdampfzustands auf etwa 365 bar und 700°C bei Wirkungsgraden von ca. 50 % und werden in der vorliegenden Arbeit für das Jahr 2020 angenommen. In weiteren 10 Jahren wird von einem nächsten Wirkungsgradsprung um etwa einen Prozentpunkt ausgegangen. Forschungs- und Entwicklungsprojekte, die die Steigerung von Kraftwerksparametern zum Ziel haben sind beispielsweise das Referenzkraftwerk NRW, COORETEC, KW21, COMTES700, NRWPP700 oder 50plus.

Dampfkraftwerke auf Braunkohlebasis sind gegenüber Steinkohlekraftwerken durch geringere Wirkungsgrade gekennzeichnet, was durch den höheren Wassergehalt von über 50 % und damit den geringeren Heizwert der Braunkohle bedingt ist. Gegenwärtig ergibt sich eine Wirkungsgraddifferenz von 1,5 bis 2 %-Punkten. Durch den Einsatz moderner Brennstofftrocknungsverfahren, wie des Dampf-Wirbelschicht-Verfahrens, kann diese Differenz in Zukunft nahezu vollständig ausgeglichen werden (Kluger u. a. 2010). Außerdem ist für Prozessoptimierungen zu erwarten, dass sich für Braunkohlekraftwerke ähnliche Entwicklungstendenzen wie für steinkohlebefeuerte Anlagen einstellen werden. Beispiele für effiziente Anlagen sind die Braunkohlekraftwerksblöcke mit optimierter Anlagentechnik (BoA) in Niederaußem und in Grevenbroich (Elsen u. a. 2009; Kather 2011).

Bei gasbefeierten Turbinen stellt sich im Vergleich zu Dampfkraftwerken ein spezifisch höheres Verbrennungstemperaturniveau von über 1.200°C ein. Entsprechend ergeben sich materialtechnische Herausforderungen bei der Konstruktion der Brennkammer und bei den Turbinenschaufeln. Durch Weiterentwicklungen bei der Flammenführung, Speziallegierungen für die hochbeanspruchte Turbinenschaufeln, keramische Beschichtungen und Kühlsysteme (Innen- und Filmkühlung) der Beschaukelung der Gasturbine ist mit einer Erhöhung der Gasturbineeintrittstemperatur auf 1.500°C und einem Anstieg der Wirkungsgrade von Gasturbinenanalgen zu rechnen. Die Ergebnisse des Testbetriebs für das GuD-Kraftwerk am Standort Irsching zeigen, dass ein Nettowirkungsgrad von über 60 % gegenwärtig erreichbar ist (Hammer 2011).

Neben Kraftwerkstechnologien zur reinen Stromerzeugung stellen Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) eine weitere Gruppe von Erzeugungstechnologien dar. Diese Technologien sind durch die gleichzeitige Erzeugung von Elektrizität und Wärme in Form von Prozessdampf bzw. Heißwasser gekennzeichnet und von der Existenz entsprechender Wärmeabnehmer (z. B. direkte Versorgung industrieller Verbraucher bzw. Versorgung von Abnehmern

¹¹ heutiger Stand der Technik: Frischdampfzustände von rund 280 bar und über 600°C, Wirkungsgrad von ca. 46 %

über ein Fernwärmenetz) abhängig. Verglichen mit der reinen Stromerzeugung ermöglicht die gekoppelte Erzeugung von Wärme und Elektrizität einen höheren Gesamtnutzungsgrad der Anlage. In der Elektrizitätswirtschaft werden im Wesentlichen zwei Schaltungsvarianten unterschieden: der Einsatz einer Entnahmekondensationsturbine oder einer Gegendruckturbine. Bei der Entnahmekondensationsturbine ist das Verhältnis von Wärmeentnahme zu Elektrizitätserzeugung variabel indem die Wärme über verschiedene Entnahmestellen auf unterschiedlichen Druckstufen entnommen wird. Gegendruckturbinen verfügen über ein starres Verhältnis zwischen Strom- und Wärmeerzeugung und sind demnach hinsichtlich ihrer Betriebsflexibilität gegenüber Entnahmekondensationsturbinen eingeschränkt. Bezüglich der grundsätzlichen technologischen Entwicklung orientieren sich beide Typen von KWK-Anlagen an den vorangehend beschriebenen Kraftwerken.

Die spezifischen Investitionskosten für Kraftwerkstechnologien ohne CO₂-Abtrenntechnologien basieren auf IEA u. NEA (2010) und Wissel u. a. (2010) und zeigen für konventionelle kohlegefeuerte Kraftwerke einen zunächst abnehmenden Verlauf (Abbildung 5.1). Ab 2015 werden, gemessen in realen Geldwerten, konstante spezifische Investitionskosten für diese Technologien angenommen. Für Erdgas-Kombianlagen wird eine Stabilisierung der Investitionskosten auf dem derzeitigen Niveau unterstellt. Bezüglich der spezifischen Investitionskosten für KWK-Anlagen existieren zwei gegenläufige Effekte: eine kleinere Auslegung der Kondensator- und Rückkühlanlage (bei Gegendruck-Turbinen kann diese vollständig entfallen) führt zu spezifischen Kostenreduktionen, während die in der Regel kleinere Baugröße der gesamten Anlage sowie die Aufwendungen für die Anlagenkomponenten zur Wärmeauskopplung zu spezifischen Kostenerhöhungen führen. Insgesamt zeigen damit KWK-Anlagen etwas höhere spezifische Investitionskosten, die der Entwicklung derjenigen für konventionelle Kraftwerke folgen.

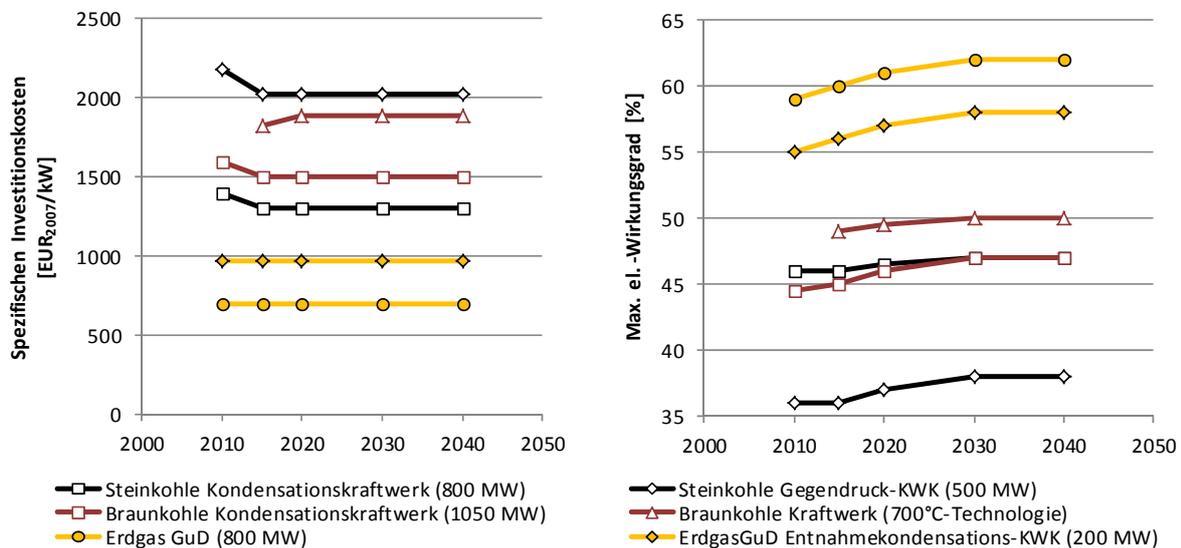


Abbildung 5.1: Entwicklung von Investitionskosten und Wirkungsgraden ausgewählter konventioneller Wärmekraftwerke ohne CO₂-Abtrennung (basierend auf (IEA u. NEA 2010))

Mit dem Ausbau der Onshore-Windenergienutzung in den vergangenen Jahren einhergegangen ist eine deutliche Reduktion der spezifischen Investitionskosten inkl. Montage und Netzanschluss. Im Offshore-Bereich haben sich in den vergangenen Jahren spezifische Investitionskosten von rund 3.000 €₂₀₀₇/kW herausgebildet, bezogen auf europäische Windparks in vergleichsweise geringen Wassertiefen (rund 10 m) und in Küstennähe. Die deutschen Offshore-Windparks sind für wesentlich größere Wassertiefen und Entfernungen geplant, so

dass hierfür deutlich höhere Netzanbindungs- und Fundamentierungskosten anfallen. Auch ist mit der Wahl größerer Nabenhöhen und höherer Leistungsklassen zu rechnen. Unter Berücksichtigung dieser Mehrkosten wird für aktuelle deutsche Offshore-Projekte derzeit mit rund 3.200 €/2007/kW bei Wassertiefen von 25 m und Entfernungen von 40 km gerechnet. Für die Entwicklung der Investitionskosten von Offshore Windkraftanlagen ist lediglich für den Anlagenteil, nicht jedoch für das Fundament und den Netzanschluss eine Kostendegression unterstellt.

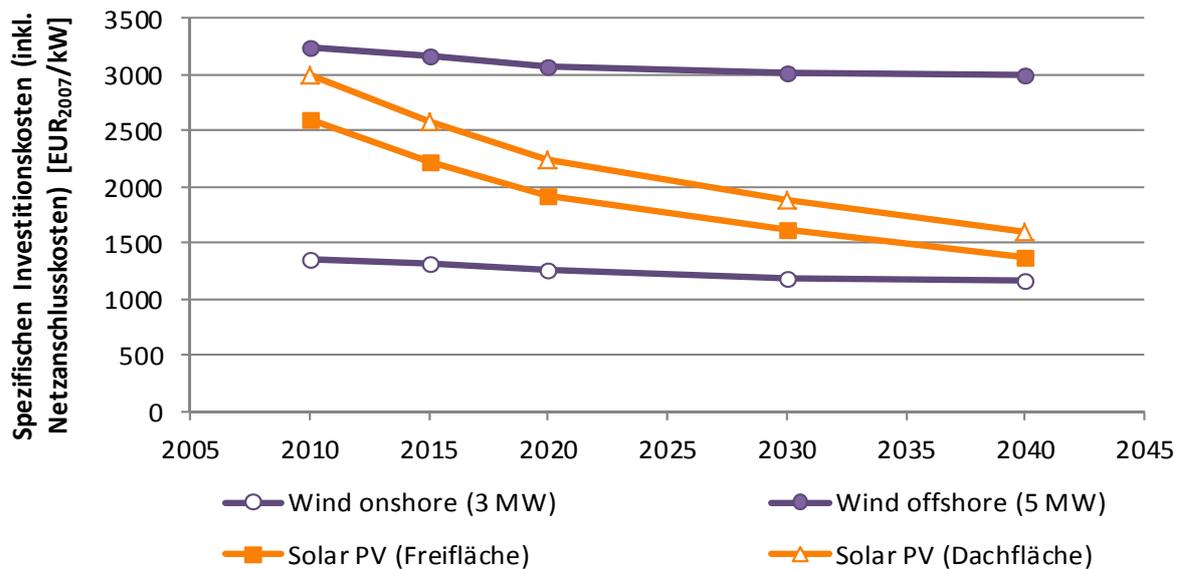


Abbildung 5.2: Entwicklung der Investitionskosten für Windkonverter und Photovoltaik (PV) Anlagen (basierend auf (IEA u. NEA 2010))

Die Windbedingungen auf dem Festland und im Offshore-Bereich unterscheiden sich zwischen den unterschiedlichen Regionen Europas, was sich in regionalen Abweichungen bei den jährlichen Vollbenutzungsstunden von Windkraftanlagen auswirkt. So beträgt die durchschnittliche Auslastung von Onshore-Windkraftanlagen zwischen 1.500 Stunden (z. B. in Finnland und der Schweiz) und 3.300 Stunden in Großbritannien (Abbildung 5.3). Aufgrund höherer Windgeschwindigkeiten und eines stetigeren Winddargebotes weisen Offshore-Anlagen ggü. Onshore-Anlagen in der Regel eine höhere jährliche Auslastung auf. Die durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden der Anrainerstaaten der Nordsee liegen bei 3.500 bis 3.800 Stunden im Jahr, wohingegen die Staaten im Süden Europas weitaus weniger günstige Offshore-Windbedingungen aufweisen, mit durchschnittlich knapp 2.000 Stunden in Italien und etwa 2.800 Stunden in Spanien (TradeWind 2007).

In Deutschland fallen im langjährigen Mittel jährlich zwischen 900 und 1.200 kWh solarer Strahlungsenergie auf einer horizontalen Fläche ein, wobei die Globalstrahlung im Norden im Durchschnitt rund 950 kWh/(m² a), in den mittleren Regionen rund 1.000 kWh/(m² a) und im Süden bis zu maximal 1.150 kWh/(m² a) beträgt. Die direkte Umwandlung der Strahlungsenergie in Elektrizität erfolgt in Photovoltaik (PV) Anlagen. Der Wirkungsgrad der PV-Module ist vom verwendeten Halbleitertyp abhängig. Forschungsanstrengungen konzentrieren sich aktuell vor allem auf die Optimierung von Fertigungsverfahren, Wirkungsgradverbesserungen, Material- und Energieeinsparungen beim Herstellungsprozess sowie die Einführung neuer Zelltypen und die Weiterentwicklung der Dünnschichttechnologien. Insbesondere durch Skaleneffekte bei der Fertigung sind die spezifischen Investitionskosten zuletzt deutlich gesunken. Die dieser Untersuchung zu Grunde liegenden spezifischen Investitions-

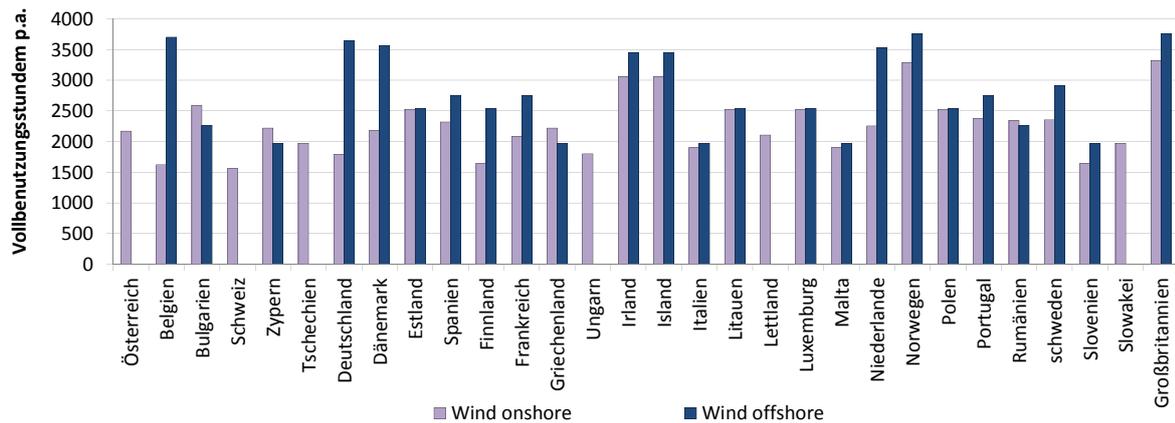


Abbildung 5.3: Durchschnittliche Vollbenutzungsstunden für Windkraftanlagen in den europäischen Staaten (basierend auf (TradeWind 2007))

kosten für PV-Anlagen basieren auf Blesl u. a. (2011) und sind in Abbildung 5.2 dargestellt. Entsprechend werden bis zum Jahr 2040 spezifische Investitionskosten zwischen rund 1.400 und 1.600 €₂₀₀₇/kW erwartet.

Im Vergleich zu Deutschland werden in den Mittelmeerregionen Europas höhere Vollbenutzungsstunden für Solaranlagen erreicht. Für Photovoltaik-Anlagen in Italien ist im Durchschnitt eine um 20 % höhere Auslastung (1.200 Stunden jährlich) gegenüber Deutschland zu erwarten und in Spanien und Portugal werden durchschnittliche Auslastungen von knapp 1.800 Stunden erreicht (Abbildung 5.4). Aufgrund der günstigen Strahlungsbedingungen in den südlichen Regionen Europas besteht in diesen Regionen die Möglichkeit, Solarstrahlung direkt zur thermischen Energiegewinnung mit anschließender Stromerzeugung in Solarturmkraftwerken und Parabolrinnenkraftwerken einzusetzen. Diese Anlagen, welche die Sonnenstrahlung bündeln und somit ein Wärmeträgermedium verdampfen werden als Concentrated Solar Power (CSP) Anlagen bezeichnet und sind durch die Möglichkeit der Einbindung von Speichersystemen für das Wärmeträgermedium gekennzeichnet. Dadurch lassen sich sonnen-schwache Tageszeiten überbrücken und eine höhere Jahresnutzungsdauer erzielen. Je nach Speichergröße wird beispielsweise für Südspanien von 3.900 Vollbenutzungsstunden bei einer CSP-Anlage mit 6-Stundenspeichersystem und 5.800 Vollbenutzungsstunden bei einer CSP-Anlage mit Speichersystem für 12 Stunden ausgegangen (DLR 2009).

Aufgrund des fluktuierenden Dargebots von Wind- und Sonnenenergie und der räumlichen Verteilung von Einspeisung und Verbrauch fallen für eine möglichst vollständige Integration von Strom aus Windkraftanlagen und aus Photovoltaikanlagen zusätzliche Aufwendungen für den Netzausbau und gegebenenfalls für Stromspeichermedien und die Bereitstellung von Reserveenergie und -kapazität an. Gemäß der zweiten Netzstudie der Deutschen Energieagentur (Dena) ist für Deutschland für die Integration von insgesamt 51 GW Leistung aus Windkraftanlagen und 18 GW Leistung aus Photovoltaikanlagen bis zum Jahr 2020 ein zusätzlicher Ausbau der Übertragungsleitungen zwischen 2015 und 2020 von 3.600 km notwendig (Dena 2010). Unter Vernachlässigung der Kosten für die Anbindung der Offshore-Windparks stehen diesem Ausbau Kosten in Höhe von 6 Mrd. €₂₀₀₇ für den Zeitraum 2015 bis 2020 gegenüber, vorausgesetzt die in der ersten Dena-Netzstudie vorgeschlagenen Netzerweiterungsmaßnahmen werden bis 2015 umgesetzt (Dena 2010). Bezogen auf die erwartete Zubauleistung von Wind- und PV-Anlagen in Deutschland (in Summe 15 GW im Zeitraum 2015 bis 2020) entspricht diese Investitionssumme spezifischen Kosten von ca. 400 €₂₀₀₇/kW Anlagenleistung für Wind- und Solartechnologien. Diese Kostenaspekte des Netzausbaus in Deutschland wur-

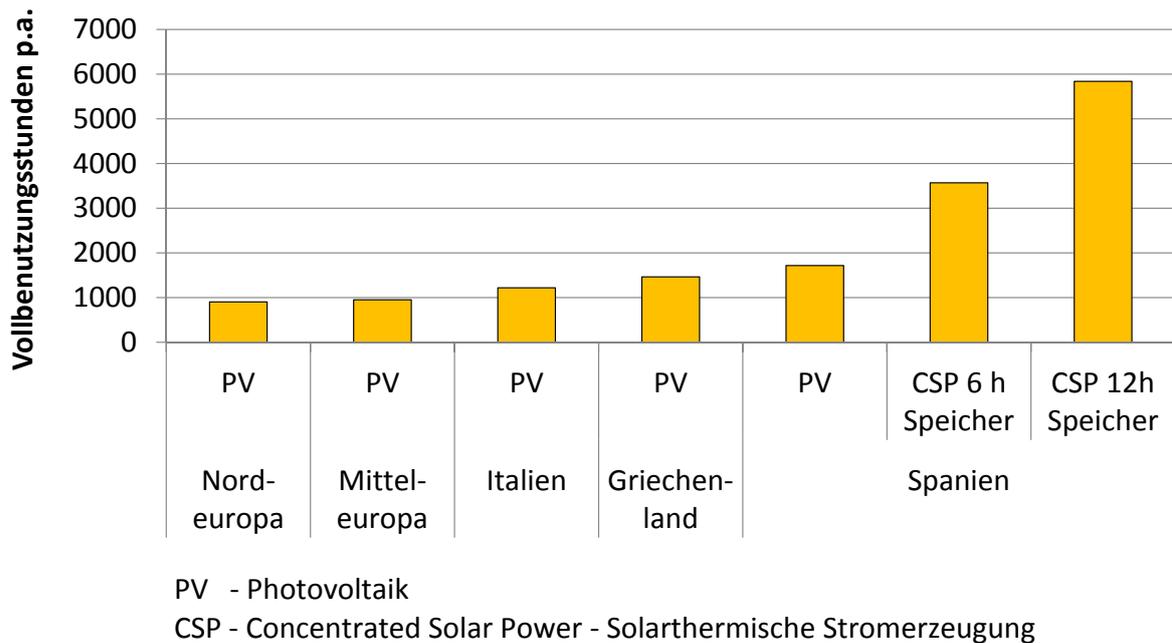


Abbildung 5.4: Durchschnittliche Vollbenutzungsstunden für Photovoltaikanlagen und solarthermische Kraftwerke in ausgewählten Regionen Europas

den auf die anderen europäischen Staaten übertragen und auch die Notwendigkeit von Netzweiterungen zur Integration fluktuierend einspeisender erneuerbarer Energien in anderen europäischen Staaten unterstellt.

Zusätzlich zur inländischen Stromerzeugung aus erneuerbaren Ressourcen in den EU-Mitgliedsstaaten wird vielfach die Option der Solarstromerzeugung in Nordafrika und der anschließende Stromtransport nach Europa diskutiert. Im Projekt *Desertec* wird die Nutzung von solarthermischen Kraftwerken und der Transport mittels Hochspannungsgleichstromübertragung beabsichtigt (Desertec 2009). Wie die Studie des Deutschen Instituts für Luft- und Raumfahrt zeigt, könnten bis zum Jahr 2050 über 20 Korridore mit einer jeweiligen Übertragungsleistung von bis zu 5 GW aufgebaut werden und eine jährliche Strommenge von bis zu 700 TWh von Nordafrika in die Staaten in Süd- und Zentraleuropa geliefert werden (DLR 2009). Die Kosten und Potenziale für den Bezug von Solarstrom aus Nordafrika (inkl. Übertragungskosten) sind in dieser Untersuchung länderspezifisch in vier Stufen gestaffelt zwischen knapp 60 €/2007/MWh und 150 €/2007/MWh angenommen (Tabelle 5.8).

Tabelle 5.8: Kosten- und Potenzialstufen für Solarstromimporte in die EU-27 aus Nordafrika

	2030		2050	
	Strommenge [TWh]	Bezugskosten [€/2007/MWh]	Strommenge [TWh]	Bezugskosten [€/2007/MWh]
Stufe 1	18	84	70	59
Stufe 2	44	106	175	74
Stufe 3	70	127	280	89
Stufe 4	44	148	175	104

5.2 Ergebnisse der Basisszenarien

Im vorliegenden Abschnitt werden die Ergebnisse der modellgestützten Untersuchung für die Basisszenarien C75, C50 und EKE dargelegt und diskutiert.

5.2.1 Primärenergieverbrauch

Der Primärenergieverbrauch steigt in der EU-27 von 71,3 EJ im Jahr 2009 bis 2020 leicht auf 73,4 EJ (C75) bis 74,9 EJ (EKE) und nimmt nachfolgend bis 2050 auf 72,1 EJ im Basisszenario C75 und 71,3 EJ im Basisszenario C50 ab (Abbildung 5.5). Im Basisszenario EKE steigt der Primärenergieverbrauch in der EU-27 auf 80,9 EJ in 2050 an, was auf die verstärkte Stromerzeugung aus Kernenergie bei geringerem Ausbau der erneuerbaren Energien zurückzuführen ist. Der Verbrauch fossiler Rohstoffe nimmt vor allem in den beiden Szenarien mit stärkerem Klimaschutzziel (C75 und EKE) ab. Gegenüber 2009 werden im Basisszenario C75 in der EU-27 bis 2050 4 EJ Kohlen, 10 EJ Erd- und Mineralöl sowie 9 EJ Erdgas eingespart und somit der Verbrauch fossiler Energieträger nahezu halbiert. Unter geringeren Treibhausgasreduktionszielen werden deutlich mehr fossile Rohstoffe eingesetzt. So werden bei einer 50%igen Reduktion der Treibhausgase in der EU-27 bis 2050 bezogen auf das Kyotobasisjahr (Basisszenario C50) in Summe 9 EJ mehr Kohle, Erdgas sowie Erd- und Mineralöle in 2050 in der EU-27 verbraucht als bei einer Treibhausgasminderung um 75 % (C75).

Der Anteil der Importe fossiler Rohstoffe am gesamten Primärenergieverbrauch steigt von 50 % in 2009 auf ca. 60 % in 2020 in allen drei Basisszenarien und sinkt anschließend bis 2050 auf 40 % im Basisszenario C75, auf 54 % im Basisszenario C50 und auf 34 % im Basisszenario EKE ab. Dies zeigt, dass sich verstärkte Bemühungen zum Klimaschutz positiv auf die Importabhängigkeit fossiler Rohstoffe auswirken, ebenso wie die verstärkte Nutzung der Kernenergie.

Der Hauptteil der Primärenergie findet direkt in den Endverbrauchssektoren Verwendung sowie zum nicht-energetischen Verbrauch. Etwa ein Drittel des Primärenergieverbrauchs der EU-27 wird zur Erzeugung von Elektrizität und Fernwärme eingesetzt. Dieser Anteil bleibt in den Szenarien C75 und C50 nahezu unverändert und steigt lediglich im Szenario mit verstärkter Nutzung der Kernenergie (EKE) auf 41 % in 2050 an.

5.2.2 Stromverbrauch

Der Nettostrombedarf¹² steigt in der EU-27 im Basisszenario C75 im Zeitraum 2010 bis 2050 um durchschnittlich 0,5 % pro Jahr, wobei insbesondere nach 2030 ein starker Anstieg des Strombedarfs mit durchschnittlich 1,1 % p. a. zu beobachten ist (Abbildung 5.6). Dieser starke Anstieg ist durch die zunehmenden Treibhausgasreduktionsverpflichtungen bedingt und die Folge der Substitution von Anwendungen auf Basis fossiler Energieträger durch Stromanwendungen in den Verbrauchssektoren. Insgesamt werden in der EU-27 im Basisszenario C75 in 2050 3.760 TWh Strom verbraucht. Den größten Anteil stellt der Industriesektor mit 32 % dar, gefolgt von den Haushalten und dem Sektor für Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungen (GHD) mit jeweils 23 %. Im Transportsektor kommt es besonders nach 2040 zu starken Zuwächsen bei elektromotorischen Fahrzeugen, so dass sich der Anteil am Gesamtstrombedarf auf 10 % in 2050 erhöht.

Im Basisszenario C50, in dem gegenüber den anderen beiden Basisszenarien weitaus geringere Treibhausgasreduktionsziele für den europäischen Raum unterstellt sind, verläuft der

¹² Der Nettostrombedarf setzt sich aus dem Nettostromverbrauch, den Netz- und Pumpspeicherverlusten sowie dem Betriebsverbrauch zusammen.

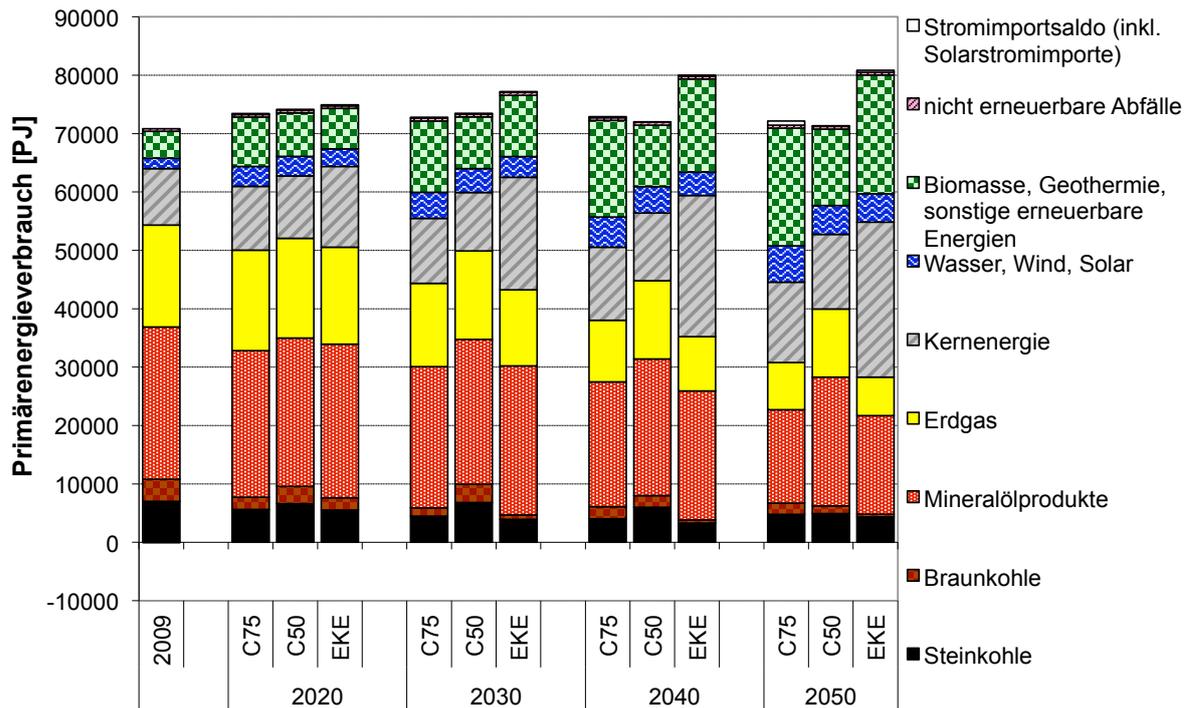


Abbildung 5.5: Primärenergieverbrauch in der EU-27 in den Basisszenarien

Gesamtstromverbrauch im Zeitraum 2010 bis 2050 vergleichsweise konstant auf einem jährlichen Niveau von ca. 3.300 TWh. Der Verbrauch im Verkehrssektor verdoppelt sich dabei, was zum Teil aus den Vorgaben für den Ausbau der Elektromobilität resultiert. Der Stromverbrauch der Haushalte ist im Basisszenario C50 über den Zeitverlauf leicht rückläufig, was auf einen verminderten Stromeinsatz zur Raumbeheizung, für die Warmwasserbereitstellung sowie die Verwendung effizienter Beleuchtungssysteme zurückgeführt werden kann. Diese Entwicklung ist zum Teil politischer Vorgaben geschuldet, wie der schrittweisen Abschaffung von Elektrospeicherheizungen bis 2020 in Deutschland oder des gestuften, EU-weiten Verkaufsverbotes für Glühlampen. Im Vergleich zum Basisszenario C75 werden im Basisszenario C50 in der EU-27 in 2050 knapp 500 TWh weniger Strom verbraucht, insbesondere im Industriesektor (-100 TWh), bei den Haushalten (-110 TWh) und im Verkehrssektor (-170 TWh). Dies zeigt, dass sich die europaweiten sektorübergreifenden Klimaschutzziele signifikant auf den Stromeinsatz in den Nachfragesektoren auswirken, wobei eine Verschärfung der Treibhausgasminderungsziele zu einer Substitution fossiler Energieträger in den Verbrauchssektoren durch Elektrizität führt. Dies setzt voraus, dass eine wettbewerbsfähige, CO₂-arme Stromerzeugung gewährleistet werden kann.

Im Basisszenario EKE, in dem hinsichtlich der technologischen Optionen zur Erfüllung der Treibhausgasminderungsziele größere Handlungsspielräume unterstellt sind, werden verglichen mit dem Basisszenario C75 ab 2030 zwischen 3 und 8% mehr Strom nachgefragt. Dies ist die Konsequenz der verstärkten Kernenergienutzung und des geringeren Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und den damit verbunden positiven Strompreiseffekten. In 2050 beläuft sich der Gesamtstrombedarf in der EU-27 im Basisszenario EKE auf 4.070 TWh, wobei besonders im Industriesektor ein Anstieg des Stromverbrauchs gegenüber dem Basisszenario C75 zu beobachten ist. In der Industrie werden im Basisszenario EKE in der EU-27 in 2050 1.470 TWh Strom verbraucht, was einem Anteil am gesamten Strombedarf von 36% entspricht. Der Anteil der Haushalte und des GHD-Sektors bleibt im Basisszenario EKE nahezu unverändert gegenüber dem Basisszenario C75, jedoch reduziert sich der EU-

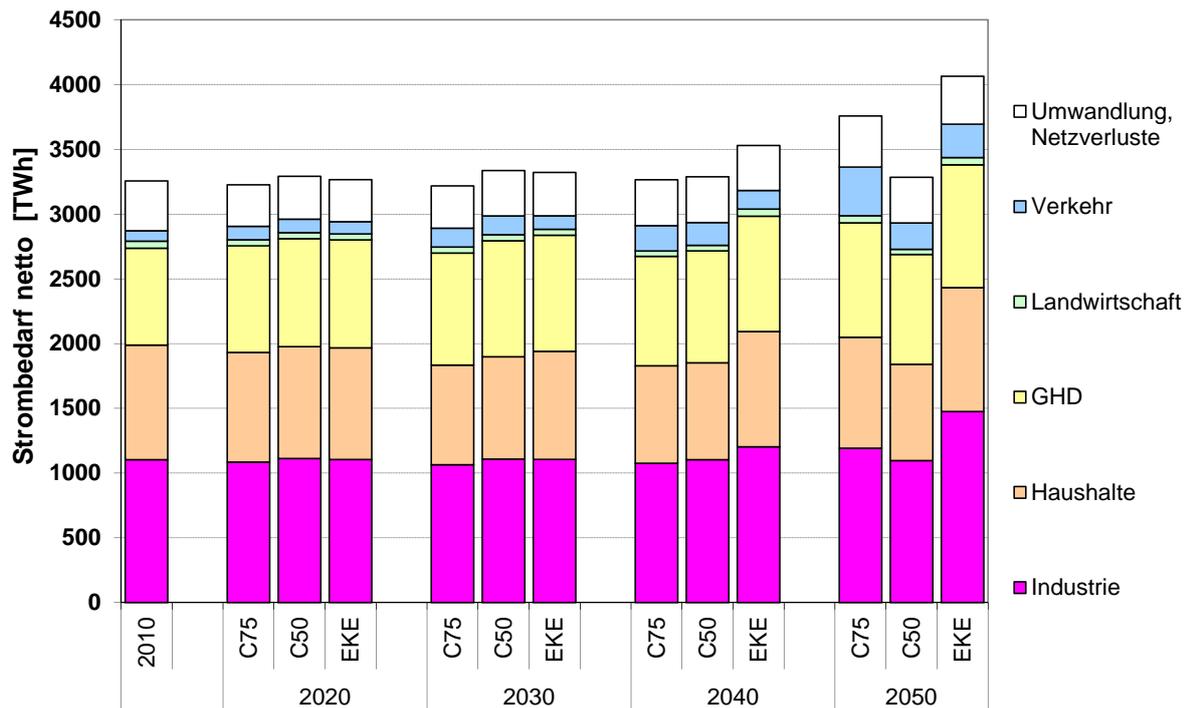


Abbildung 5.6: Nettostrombedarf nach Sektoren in der EU-27 in den Basisszenarien

weite Verbrauch im Verkehrssektor in 2050 um etwa 120 TWh, da im Basisszenario EKE keine Vorgaben hinsichtlich des Ausbaus der Elektromobilität unterstellt wurden.

5.2.3 Strombereitstellung und Stromerzeugungskapazitäten

Entsprechend des Nettostrombedarfs entwickelt sich die Nettostrombereitstellung¹³ in der EU-27, wobei der Großteil (> 95 %) der in der EU-27 verbrauchten Elektrizität in den EU-Mitgliedsstaaten produziert wird und nur ein geringer Teil (maximal 5 % in 2050 im Basisszenario C75) aus Staaten außerhalb der EU-27 netto importiert wird (Abbildung 5.7). Die Nettostromimporte kommen sowohl aus europäischen Staaten, die nicht der EU-27 angehören, wie beispielsweise aus der Schweiz und Norwegen sowie als Solarstromimporte aus Nordafrika und basieren unter Berücksichtigung der Kraftwerksstruktur in der Schweiz und in Norwegen auf einer weitgehend CO₂-armen Stromerzeugung. Der Import von Solarstrom aus Nordafrika beginnt in 2035/2040 und erreicht in 2050 170 TWh im Basisszenario C75 und 40 TWh im Basisszenario EKE. Bei geringen Treibhausgasminderungszielen stellen Solarstromimporte aus Nordafrika unter den getroffenen Kostenannahmen keine Alternative zur innereuropäischen Stromerzeugung dar.

Im Basisszenario C75 bleibt die Nettostromerzeugung in der EU-27 bis 2030 nahezu auf dem Niveau von 2010 mit 3.160 TWh und steigt nachfolgend auf 3.560 TWh in 2050 an. Bis 2030 kommt es in der EU-27 im Basisszenario C75 zu einer Halbierung der fossil basierten Stromerzeugung von 1.600 TWh in 2010 auf 860 TWh in 2030 bei gleichzeitiger Zunahme der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (+ 600 TWh) und einem moderaten Ausbau der Stromerzeugung aus Kernenergie (+100 TWh). Im weiteren Verlauf nehmen die Strommengen

¹³ Die Nettostrombereitstellung ist die gesamte erzeugte elektrische Arbeit, gemessen an den Ausgangsklemmen der Hauptgeneratoren, abzüglich des Eigenverbrauchs der Kraftwerke und zuzüglich des Nettostromimports.

aus erneuerbaren Energien in der EU-27 auf bis zu 1.540 TWh in 2050 zu und erreichen damit einen Anteil von 44 % am Bruttostromverbrauch. In der EU-27 werden 40 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in 2050 in Windkraftanlagen erzeugt, mit einem Onshore-Anteil von knapp 55 %. Etwa ein Viertel des Stroms aus erneuerbaren Energien kommt in 2050 aus Wasserkraftwerken, 16 % aus Solaranlagen (Photovoltaik und solarthermische Stromerzeugung) und die übrigen 20 % aus der Biomasseverstromung sowie aus Geothermie- und Meeresenergieanlagen. Die Strommengen aus Kernenergie steigen in der EU-27 im Basisszenario C75 nach 2030 moderat auf 1.200 TWh bis 2050 an. Die Bedeutung fossiler Energieträger zur Stromerzeugung hingegen nimmt EU-weit im Basisszenario C75 nach 2030 weiter ab und erreicht in 2040 das geringste Niveau mit 610 TWh und steigt bis 2050 wieder auf 710 TWh an. Der Einsatz fossiler Energieträger zur Stromerzeugung unter einem Klimaschutzregime mit ambitionierten Treibhausgasreduktionszielen steht dabei eng in Zusammenhang mit der Verwendung von CCS-Technologien.

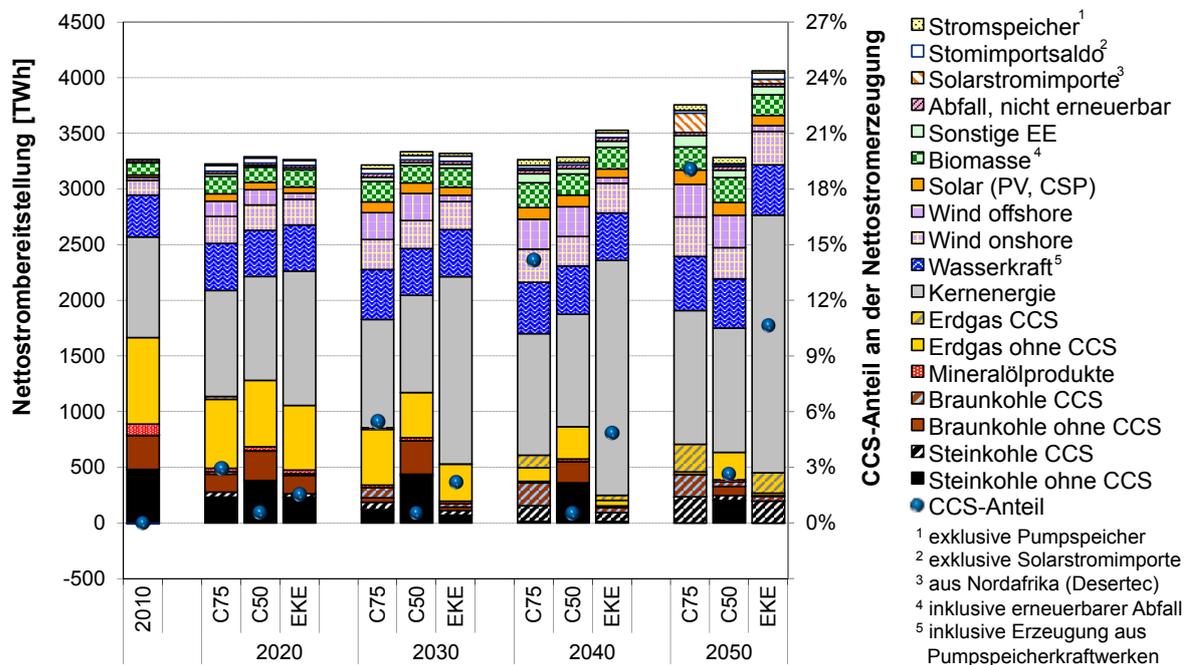


Abbildung 5.7: Nettostrombereitstellung in der EU-27 in den Basisszenarien

Beginnend ab 2020 werden CCS-Technologien anfangs zur Kohleverstromung eingesetzt und nachfolgend (ab 2040) auch verstärkt zur Stromerzeugung aus Erdgas. Im Basisszenario C75 werden in der EU-27 in 2020 90 TWh in CCS-Kraftwerken erzeugt, was einem Anteil von 3 % an der Nettostromerzeugung entspricht (Abbildung 5.7). Der überwiegende Teil stammt aus CCS-Neubaukraftwerken und lediglich ein geringer Teil (5 %) aus Kraftwerken mit nachgerüsteter CO₂-Abtrennung. Der CCS-Anteil an der Stromerzeugung in der EU-27 wächst im Basisszenario C75 auf 6 % (170 TWh) in 2030 und 19 % (680 TWh) in 2050 an. Nach 2040 erfolgt die Verstromung von Braun- und Steinkohlen fast ausschließlich in CCS-Kraftwerken, da die Stromerzeugung aus Kohlen ohne CCS aufgrund der Treibhausgas-minderungs-vorgaben und des daraus resultierenden hohen Emissionszertifikatspreises zu höheren Erzeugungskosten im Vergleich zur Stromerzeugung in CCS-Kraftwerken führt. In der EU-27 werden in 2040 340 TWh und in 2050 430 TWh Strom in Braun- bzw. Steinkohle-CCS-Kraftwerken erzeugt. Verglichen mit den gesamten Strommengen aus Kohlekraftwerken in 2030 (320 TWh) zeigt dies, dass durch die Anwendung der CCS-Technologie die Stromproduktion aus Kohlen im Zeitverlauf gesteigert werden kann. Die Stromerzeugung in Erdgas-CCS-Kraftwerken ist

aufgrund der gegenüber Kohle-CCS-Kraftwerken höheren spezifischen Stromgestehungskosten erst unter stärkeren Treibhausgasminderungen wirtschaftlich. Im Basisszenario C75 werden in der EU-27 in 2040 etwa 40 % (110 TWh) der Strommengen aus Erdgas in CCS-Kraftwerken erzeugt. In 2050 steigt dieser Anteil auf 90 % (250 TWh) an. Haupteinsatzgebiet der Erdgas-CCS-Stromerzeugung ist die industrielle Stromerzeugung in Kombination mit der Bereitstellung von Prozesswärme bzw. -dampf mit einer Strommenge in 2050 von 180 TWh, was 70 % der gesamten Erdgasstromerzeugung in der EU-27 entspricht.

Die Struktur der Strombereitstellung in der EU-27 unterscheidet sich im Szenario mit einem EU-weiten THG-Minderungsziel von 50 % bis 2050 gegenüber 1990 (Basisszenario C50) vom Basisszenario C75 insbesondere durch einen stärkeren Einsatz fossiler Energieträger bis zum Jahr 2040. Kohlen und Erdgas finden dabei hauptsächlich in Kraftwerken ohne CO₂-Abscheidung Verwendung. Gegenüber dem Basisszenario C75 werden im Basisszenario C50 in der EU-27 in 2020 zusätzlich 190 TWh und in 2030 420 TWh Strom aus Kohlen erzeugt. In 2050 liegt jedoch die Stromerzeugung aus Kohlen im Basisszenario C50 mit 370 TWh um 60 TWh unter der Kohlestromerzeugung des Basisszenarios C75, mit einem CCS-Anteil von lediglich 23 % statt 100 % im Basisszenario C75. Im Basisszenario C50 werden in der EU-27 in 2050 etwa 70 % der Stromerzeugung aus Kohlen in KWK-Anlagen ohne CCS produziert. Diese stellen bei moderaten Treibhausgasminderungszielen und den entsprechenden Emissionszertifikatspreisen (ca. 45 €₂₀₀₇/t CO₂ in 2050) eine wettbewerbsfähige Option zum Einsatz von Kohlen in der Strom- und Wärmeerzeugung und eine Konkurrenztechnologie zu CCS-Kraftwerken dar. Der CCS-Anteil an der Gesamtstromerzeugung in der EU-27 beläuft sich im Basisszenario C50 auf 3 % in 2050. Die Stromerzeugung in Kraftwerken mit CO₂-Abscheidung erfolgt mit einem Versatz von etwa 30 Jahren. So wird das Niveau der CCS-Stromerzeugung des Basisszenarios C75 von 90 TWh in 2020 im Basisszenario C50 erst in 2050 erreicht. Mit etwa 30 TWh Stromerzeugung in Kraftwerken mit CCS-Nachrüstung in 2050 liegt der Anteil der CCS-Nachrüstung jedoch wesentlich höher als im Basisszenario C75, was auf den verstärkten Zubau von CO₂-Capture-Ready-Kraftwerken im Basisszenario C50 im Zeitraum bis 2050 zurückzuführen ist.

Im Basisszenario EKE, ist die Struktur der Strombereitstellung durch die Möglichkeit einer verstärkten Nutzung der Kernenergie gekennzeichnet, bei gleichzeitig geringerem Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Gegenüber dem Basisszenario C75 ergeben sich im Basisszenario EKE vor allem Unterschiede in der Strombereitstellung nach 2020. Bedingt durch das hohe Niveau der Kernenergiestromerzeugung ab 2030 (1.680 TWh in 2030 und 2.320 TWh in 2050) stellt sich im Basisszenario EKE die geringste Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern zwischen den drei Basisszenarien ein (Abbildung 5.7). Analog zum Basisszenario C75 wird auch im Basisszenario EKE ab 2040 Strom aus fossilen Energieträgern hauptsächlich in Kraftwerken mit CO₂-Abscheidung produziert. Entsprechend liegt der CCS-Anteil an der Gesamtstromerzeugung zwar unter dem des Basisszenarios C75, jedoch über dem Anteil des Basisszenarios C50. In 2050 wird im Basisszenario EKE in der EU-27 mit 420 TWh ein Anteil an der Nettostromerzeugung von 11 % erreicht. Die CCS-Stromerzeugung erfolgt in 2050 zu 94 % in KWK-Anlagen, sowohl zur industriellen Prozesswärme- und -dampfbereitstellung (primär durch Erdgas) als auch zur Fernwärmeerzeugung für die öffentliche Versorgung (primär durch Steinkohle).

Zwischen den jeweiligen Regionen¹⁴ in Europa ergeben sich abweichende Strukturen der

¹⁴ Zur Darstellung der regionalen Ergebnisse wurden folgende Staaten zu Regionen zusammengefasst: *Nord-europa*: Dänemark, Finnland, Island, Schweden und Norwegen; *Benelux*: Belgien, die Niederlande und Luxemburg; *Osteuropa*: Estland, Lettland, Litauen, Polen, Tschechien, Slowakei, Ungarn; *Südosteuropa*: Griechenland, Bulgarien, Rumänien, Zypern und Malta sowie *Alpenländer*: Österreich und die Schweiz.

Stromerzeugung in 2050, welche durch energiepolitische Beschränkungen aber auch die Verfügbarkeit von (erneuerbaren) Ressourcen und Strukturen des Kraftwerksbestandes sowie Möglichkeiten des CO₂-Transports und der Speicherung determiniert sind. Im Basisszenario C75 weist Frankreich in 2050 die größte Stromproduktion mit 720 TWh auf (Abbildung 5.8). Da im Gegensatz zu den Nachbarländern Deutschland, Spanien und Italien die Möglichkeit des Ausbaus der Kernenergie in Frankreich unterstellt ist, kommt es in 2050 verstärkt zu Nettoexporten in diese Länder (31 TWh direkt nach Deutschland und 57 TWh nach Spanien). In Deutschland, Spanien, Italien, den Alpenländern und den nordeuropäischen Staaten beträgt der Anteil der erneuerbaren Energien an der Nettostromerzeugung in 2050 mehr als 50 %. In den Staaten Südeuropas dominiert dabei die Nutzung der Sonnenenergie, insbesondere in Spanien und Portugal die solarthermische Stromerzeugung und in den Nordeuropäischen Staaten und Deutschland die Nutzung von Wasser- und Windkraft. Bedingt durch die gute Verfügbarkeit geeigneter Lagerstätten für CO₂ und die vergleichsweise günstigen Transportkosten, erfolgt ein Ausbau der Stromerzeugung in CCS-Kraftwerken besonders in den Anrainerstaaten der Nordsee. Von der EU-27-weiten CCS-Stromerzeugung von 680 TWh in 2050 im Basisszenario C75 stammen 55 % (380 TWh) aus den Anrainerstaaten der Nordsee und davon 45 % (170 TWh) aus Deutschland.

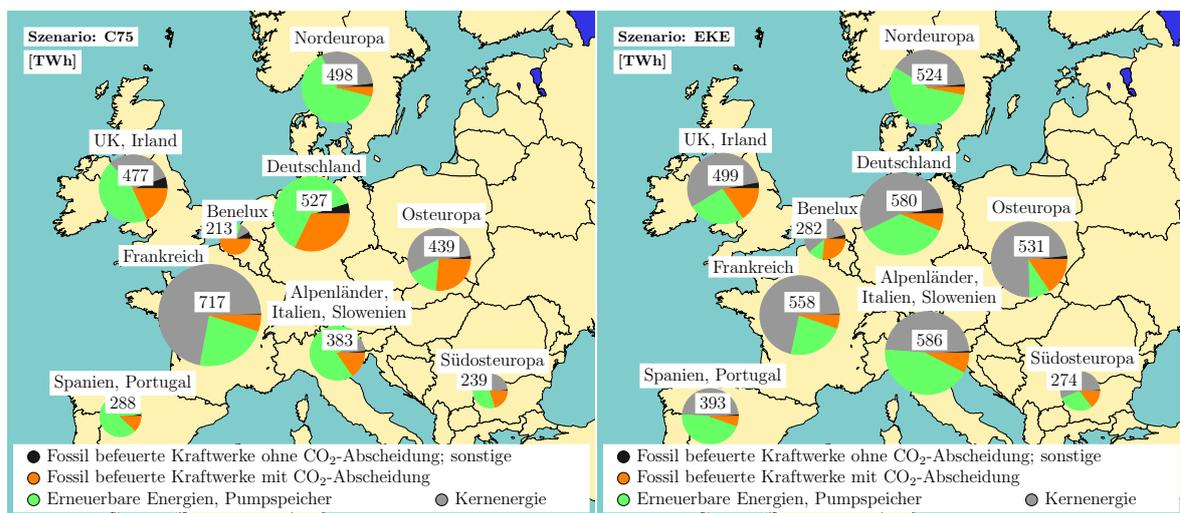


Abbildung 5.8: Struktur der Stromerzeugung in den Regionen der EU-27 in 2050 in den Basisszenarien C75 (links) und EKE (rechts)

Im Basisszenario EKE findet europaweit eine stärkere Nutzung der Kernenergie statt. Staaten, wie beispielsweise Spanien, Deutschland und Italien können ihre Stromimportabhängigkeit verringern und die Nettoimporte von Frankreich reduzieren. Im Basisszenario EKE werden in 2050 von Frankreich nach Spanien lediglich 14 TWh netto exportiert und nach Deutschland 8 TWh. Als Folge des Rückgangs der Stromexporte nimmt die Stromerzeugung in Frankreich in 2050 im Basisszenario EKE um ca. 160 TWh gegenüber dem Basisszenario C75 ab (Abbildung 5.8). Die Stromerzeugung in CCS-Kraftwerken wird durch die zusätzlichen Kernenergiestrommengen verdrängt, was vor allem in Deutschland, Großbritannien und den Benelux-Staaten Auswirkungen zeigt. Im Vergleich zum Basisszenario C75 geht die Stromerzeugung in CCS-Kraftwerken im Basisszenario EKE in 2050 EU-weit um ca. 60 % zurück, in den Nordseeanrainerstaaten um etwa die Hälfte auf 200 TWh und in Deutschland sogar um 80 % auf 37 TWh. Dies zeigt, dass die Perspektiven von CCS-Kraftwerken in Europa sowohl von nationalen energiepolitischen Entscheidungen aber auch denen der anderen europäischen Staaten und dem zwischenstaatlichen Stromaustausch abhängig sind.

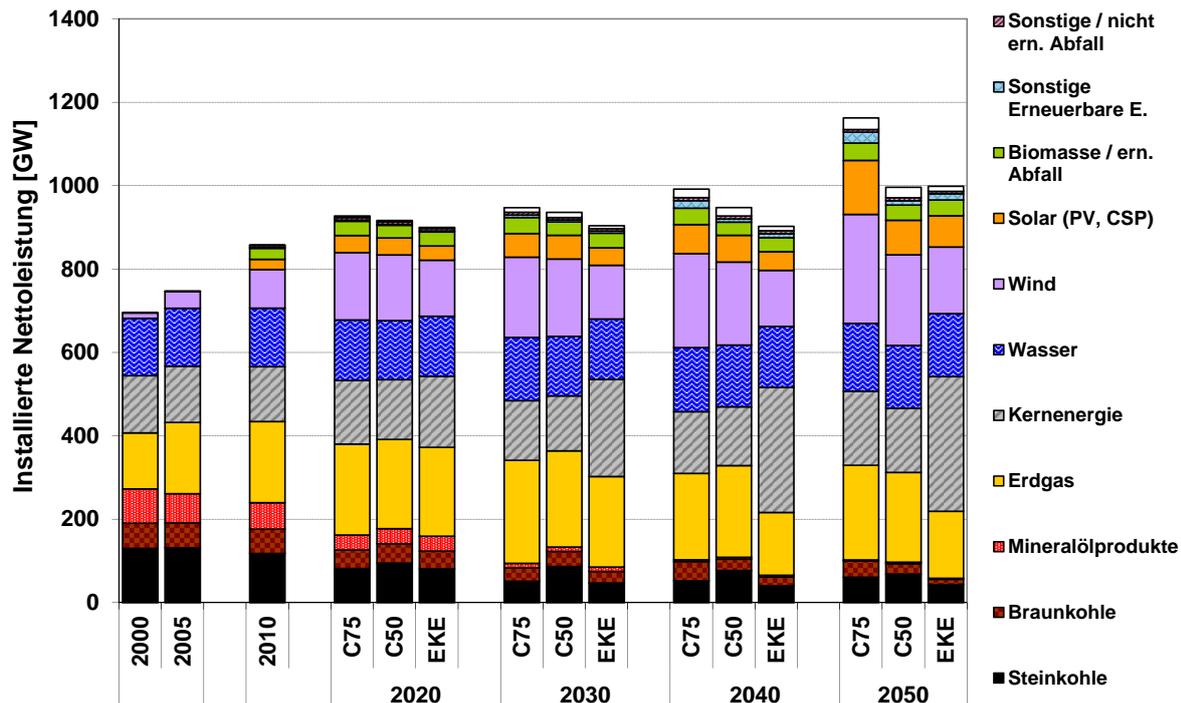


Abbildung 5.9: Installierte Nettogleistung in der EU-27 in den Basisszenarien

Die installierte Nettogleistung in der EU-27 steigt von 860 GW in 2010 auf 1.100 GW in 2050 im Basisszenario C75 und etwa 1.000 GW in den Basisszenarien C50 und EKE (Abbildung 5.9). Langfristig nimmt die Bedeutung der Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien im Kraftwerkspark in der EU-27 stark zu, was insbesondere für Wind- und Photovoltaikanlagen auf die vergleichsweise geringen Jahresvollbenutzungsstunden zurückzuführen ist. Im Basisszenario C75 sind in der EU-27 in 2050 520 GW netto als Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien installiert, mit einem Anteil von Windkraftanlagen von 45 % und Solaranlagen von 18 %. Die installierte Nettogleistung von Wasserkraftanlagen (inklusive Pumpspeicher) ist über den Modellhorizont nahezu unverändert auf einem Niveau von ca. 150 GW, da die Wasserkraftpotenziale bereits gegenwärtig zu einem Großteil erschlossen sind. Die installierte Nettogleistung des fossil befeuerten Kraftwerkspark in der EU-27 geht von etwa 460 GW in 2010 bis 2050 auf 370 GW im Basisszenario C75, 350 GW im Basisszenario C50 und 280 GW im Basisszenario EKE zurück. Davon sind zwischen 80 GW (EKE) und 110 GW (C75) in Kohlekraftwerken und 200 GW (EKE) und 260 GW (C75) in Erdgaskraftwerken installiert. Alle drei Basisszenarien sind durch einen hohen Anteil von Erdgaskraftwerken gekennzeichnet. Dieser resultiert aus der Vorhaltung von Reserveleistung zur Spitzenlastdeckung, welche hauptsächlich durch flexibel einsetzbare Gasturbinenanlagen erbracht wird.

In den Basisszenarien mit ambitionierteren Klimaschutzzielen (C75 und EKE) beginnt die Nutzung der CCS-Technologien bereits in 2020 mit einer installierten Nettogleistung von 8 GW (C75) bzw. 6 GW (EKE) in Kohlekraftwerken sowie 3 GW (C75) in Erdgaskraftwerken. Im Basisszenario C50 kommt es erst nach 2040 zum Aufbau einer signifikanten CCS-Kraftwerksleistung, welche in 2050 insgesamt 21 GW elektrische Nettogleistung erreicht. Die höchste installierte Nettogleistung von CCS-Kraftwerken ist im Basisszenario C75 mit 150 GW in 2050 zu verzeichnen, mit 90 GW Kohle- und 60 GW Erdgaskraftwerksleistung. 6 GW Kraftwerksleistung auf Basis von Stein- bzw. Braunkohle werden im Basisszenario C75 bis 2050 mit einer CO₂-Abscheidung nachgerüstet. Im Basisszenario EKE beträgt die installierte Nettogleistung in der EU-27 in 2050 100 GW, mit einem Kohlekraftwerksanteil von 55 %. Im Basis-

szenario EKE kommt es kaum zu einer Nachrüstung von CO₂-Abscheidungstechnologien, da die längeren Laufzeiten bestehender Kernkraftwerke den Neubaubedarf an Capture-Ready-Kohlekraftwerken verringern.

In Deutschland sind im Basisszenario C75 in 2020 insgesamt 1,5 GW Kraftwerkskapazität mit CO₂-Abtrennung installiert, wovon 0,7 GW Braunkohlekapazität mit CCS nachgrüdet sind. Die installierte CCS-Kraftwerksnettleistung in Deutschland steigt im Basisszenario C75 auf 11 GW in 2030 und im weiteren Verlauf auf bis zu 32 GW in 2050 an, wobei vor allem der Zuwachs in 2030 auf CCS-Nachrüstungsmaßnahmen (+ 5 GW) zurückgeführt werden kann. Zwei Drittel (21 GW) der in Deutschland in 2050 installierten CCS-Kraftwerkskapazitäten basieren auf dem heimischen Energieträger Braunkohle, und jeweils knapp 6 GW auf Steinkohle und Erdgas. Damit stellen CCS-Kraftwerke in 2050 in Deutschland im Basisszenario C75 15 % des gesamten Kraftwerksparks dar.

5.2.4 Emissions- und kostenseitige Implikationen

Die CO₂-Emissionen¹⁵ in der EU-27 reduzieren sich bedingt durch die Szenariovorgaben für die Treibhausgasminderung in den Basisszenarien C75 und EKE von ca. 3,9 Gt CO₂ in 2010 (EEA 2012) auf knapp 3,0 Gt CO₂ (- 33 % ggü. der Kyotobasis) in 2020 und 1,1 Gt CO₂ (- 76 % ggü. der Kyotobasis) in 2050 (Abbildung 5.10). Im Basisszenario C50 werden die gesamten CO₂-Emissionen bis 2050 um 50 % gegenüber der Kyotobasis reduziert. In allen drei Basisszenarien trägt der Umwandlungssektor überproportional stark zur CO₂-Emissionsminderung bei. In den Basisszenarien C75 und EKE werden EU-weit gegenüber der Kyotobasis bis 2050 ca. 95 % der CO₂-Emissionen des Umwandlungssektors eingespart und im Basisszenario C50 etwa 73 %. Die öffentliche Stromerzeugung leistet dabei einen entscheidenden Anteil und ist in den Basisszenarien C75 und EKE in 2050 mit spezifischen CO₂-Emissionen von etwa 10 kg/MWh (Durchschnitt der EU-27) fast vollständig dekarbonisiert. Die überproportionale Minderung des Umwandlungssektors zeigt, dass in diesem Sektor im Vergleich zu den Nachfragesektoren weitaus kostengünstigere Treibhausgasminderungspotenziale vorhanden sind und diese über verstärkte Stromanwendungen in den Verbrauchssektoren bei Verschärfung der Klimaziele erschlossen werden. Die CO₂-Abtrennung im Umwandlungssektor kann mit knapp 500 Mio. t abgetrenntem CO₂ in 2050 zu etwa einem Drittel an der gesamten EU-weiten Emissionsreduktion unter ambitionierten Klimaschutzzielen (C75) beitragen. Weitere 15 % (C75) der gesamten Treibhausgasreduktion in der EU-27 in 2050 können der industriellen CO₂-Abtrennung zugeschrieben werden.

Insgesamt werden in der EU-27 im Basisszenario C50 bis zum Jahr 2050 1,6 Gt CO₂ abgetrennt und unterirdisch verpresst (Abbildung 5.11). Dabei werden 75 % in salinen Aquiferen und 25 % in ausgeförderten Kohlenwasserstofflagerstätten eingelagert bzw. zur verbesserten Erdöl- und Erdgasgewinnung eingesetzt. Als Folge der stärkeren Nutzung der CCS Technologien in den Basisszenarien EKE und C75 nehmen die kumulierten CO₂-Speichermengen in der EU-27 auf bis zu 7,6 Gt CO₂ bis 2050 im Basisszenario EKE und bis zu 12,8 Gt CO₂ bis 2050 im Basisszenario C75 zu, was vor allem zu einer Ausweitung der Nutzung der Aquiferspeicher (8,5 Gt CO₂ bis 2050 in C75) führt. Aufgrund der beschränkten Verfügbarkeit an günstigen CO₂-Lagerstätten in einigen europäischen Staaten nimmt bei verstärktem Einsatz von CCS-Technologien sowohl der grenzüberschreitende Transport von CO₂ und die Lagerung im benachbarten Ausland als auch die Lagerung in großen Gesteinsformationen, wie der Utsira-Formation im norwegischen Teil der Nordsee zu. Im Basisszenario C75 werden bis

¹⁵ Erfasst sind energie- und prozessbedingte CO₂-Emissionen exklusive der flüchtigen Emissionen aus der Rohstoffbereitstellung.

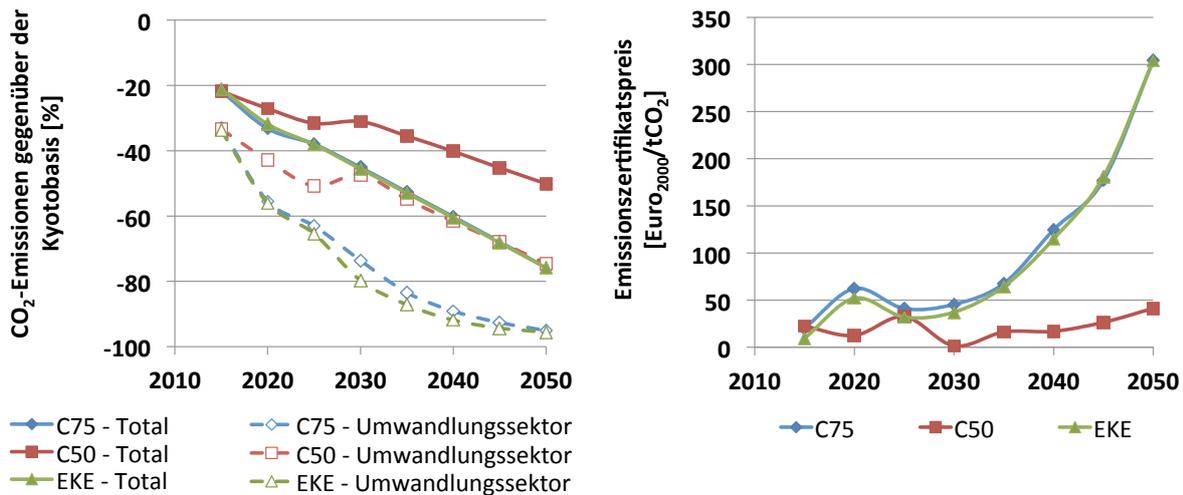


Abbildung 5.10: Gesamte CO₂-Emissionen und CO₂-Emissionen im Umwandlungssektor (links) und Emissionszertifikatspreise (rechts) in der EU-27 in den Basisszenarien

zum Jahr 2050 knapp 800 Mio. t CO₂ in der Utsira-Formation eingelagert. Diese CO₂-Mengen werden mittels einer zentralen Pipeline von den Niederlanden über etwa 800 km mit einer Förderkapazität von 60 Mio. t CO₂ p. a. zur Speicherstätte transportiert. Treiber hierfür ist die begrenzte Verfügbarkeit kostengünstiger Speichermöglichkeiten in den Niederlanden aber auch in Belgien. So nimmt im Basisszenario C75 der CO₂-Transport von Belgien in die Niederlande bis 2050 auf 30 Mio. t CO₂ jährlich zu. Dieses aus belgischen Anlagen abgetrennte CO₂ sowie ein Teil des in niederländischen Kraftwerken abgetrennten CO₂ wird in der Utsira-Formation gespeichert. Der Transport von CO₂ von Großbritannien, Deutschland bzw. Dänemark in die Utsira-Formation stellt bei Verfügbarkeit der entsprechenden inländischen CO₂-Aquiferlagerstätten keine kostengünstige Alternative für diese Staaten dar.

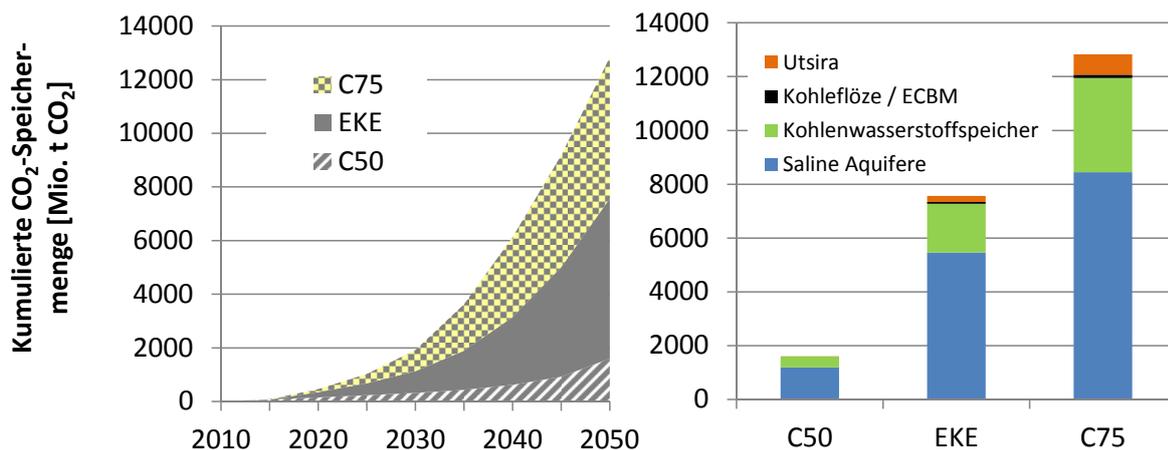


Abbildung 5.11: Kumulierte CO₂-Speichermengen in der EU-27 in den Basisszenarien - Entwicklung im Zeitverlauf (links) und bis 2050 nach Lagerstätten (rechts)

Der Preis für Emissionszertifikate¹⁶, welchem die sektoral und regional optimale Allokation

¹⁶ In der vorliegenden Analyse werden zwei Märkte für Emissionszertifikate unterschieden. Zum einen der Markt des europäischen Emissionszertifikatssystems (EU-ETS), welcher auf ausgewählte Branchen und Anlagen beschränkt ist, und zum anderen der übergeordnete, alle Sektoren und Anlagen umfassende Zertifikatehandel, welcher auch das europäische Ziel der Minderung der Treibhausgasemissionen um 75 % (C75

tion der Treibhausgasminderungsverpflichtung in der EU-27 zugrunde liegt, steigt von etwa $12 \text{ €}_{2000}/\text{t CO}_2$ in 2010 (VDK 2011) auf ca. $60 \text{ €}_{2000}/\text{t CO}_2$ in 2020 im Basisszenario C75 und $50 \text{ €}_{2000}/\text{t CO}_2$ im Basisszenario EKE an und nimmt nachfolgend aufgrund der größeren technologischen Flexibilität zur Emissionsreduktion bis 2030 auf $45 \text{ €}_{2000}/\text{t CO}_2$ im Basisszenario C75 und $37 \text{ €}_{2000}/\text{t CO}_2$ im Basisszenario EKE ab (Abbildung 5.10). Im weiteren Verlauf steigt der Emissionszertifikatspreis bedingt durch die starke Treibhausgasminderung bis 2050 auf $300 \text{ €}_{2000}/\text{t CO}_2$ in den Basisszenarien C75 und EKE an. Im Basisszenario C50 wirkt sich die moderate Treibhausgasminderungsverpflichtung bei gleichzeitiger Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien signifikant auf den Emissionszertifikatspreis aus, der in 2050 sein Maximum von $41 \text{ €}_{2000}/\text{t CO}_2$ erreicht. In diesem Zusammenhang muss angemerkt werden, dass von Maßnahmen zur Förderung einzelner emissionsarmer Technologien bzw. Technologiegruppen (z. B. dem Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung) in den Szenarien C75 und C50 eine zertifikatspreisdämpfende Wirkung ausgeht. So weisen geförderte Technologien eine höhere Marktdurchdringung auf, als sie für einen kosteneffizienten Klimaschutz notwendig wäre. Folglich basiert der Zertifikatspreis nicht auf den Grenzkosten der Emissionsvermeidung in einem vollkommenen Markt. Die Erreichung des Klimaschutzziels in den Szenarien C75 und C50 würde ohne Durchführung nationaler Politiken zur Förderung einzelner Technologien bzw. Technologiegruppen zu höheren Grenzvermeidungskosten und somit zu höheren Zertifikatskosten führen (Blesl u. a. 2011). Im Gegensatz zum Emissionszertifikatspreis weisen die energiebedingten Systemkosten zwischen den Basisszenarien C75 und EKE deutliche Unterschiede auf.

Die in dieser Untersuchung ausgewiesenen energiebedingten Systemkosten stellen die in einem Zeitraum und in einer Region für das gesamte Energiesystem aufzubringenden Kosten dar, welche sowohl Kapitalkosten für Anlagen der Energieumwandlung und des Energietransportes als auch Kosten für Wartung und Betrieb der Anlagen sowie Brennstoff- und Zertifikatskosten umfassen. Dargestellt wird jeweils die Systemkostendifferenz eines Szenarios im Vergleich zum Basisszenario C75, so dass negative Kostendifferenzen als Kostenreduktion bzw. Kostenentlastung interpretiert werden können und positive Kostendifferenzen als Mehrkosten bzw. Kostenbelastungen.

Unter einem Klimaschutzregime mit der Zielgröße der EU-weiten Treibhausgasreduktion von 75 % bis 2050 ggü. der Kyotobasis führt die energiepolitische Vorgabe der Minderungsmaßnahmen, insbesondere durch die Beschränkung der Nutzung der Kernenergie und die Förderung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung (EKE ggü. C75) zu kumulierten Mehrkosten von 132 Mrd. €_{2000} bis 2020, 591 Mrd. €_{2000} bis 2030 und 1.777 Mrd. €_{2000} bis 2050 (Tabelle 5.9). Dies entspricht jährlichen Mehrkosten für die EU-27 von 30 Mrd. €_{2000} in 2020, 60 Mrd. €_{2000} in 2030 und 50 Mrd. €_{2000} in 2050. Die Mehrkosten sind vor allem durch einen hohen Investitionskostenanteil (bis zu 80 %) geprägt, welcher im betrachteten Zeitraum zunehmende Investitionsaufwendungen im Bereich der öffentlichen Energiebereitstellung gekennzeichnet ist. Die kumulierten Investitionsmehrkosten der öffentlichen Strom- und Fernwärmebereitstellung im Basisszenario C75 ggü. EKE belaufen sich in der EU-27 bis zum Jahr 2050 auf 571 Mrd. €_{2000} , was knapp der Hälfte der gesamten energiebedingten Systemmehrkosten in der EU-27 entspricht. Diese Mehrkosten werden hauptsächlich durch die Investitionskosten für Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien und Investitionskosten für deren Integra-

und EKE) bzw. 50 % (C50) bis 2050 ggü. 1990 beinhaltet. Im Gegensatz zum ETS-Markt, in dem primär CO_2 -Emissionen erfasst werden, sind im übergeordneten Zertifikatehandel die Treibhausgase (THG) CO_2 , CH_4 und N_2O berücksichtigt. Entsprechend ergibt sich für den ETS-Sektor ein CO_2 -Preis und für den übergeordneten Zertifikatehandel ein THG-Preis. Da der ETS-Markt ein Teil des übergeordneten, sektorübergreifenden Marktes ist, erfolgt bei entsprechend starker Zielvorgabe für die europaweite THG-Minderung über alle Sektoren eine Überlagerung der Minderungsziele des ETS-Marktes, so dass sich die Zertifikatspreisbildung vom ETS-Markt in den übergeordneten Zertifikatehandel verlagert.

Tabelle 5.9: Kumulierte energiebedingte Systemmehrkosten (undiskontiert) für die EU-27 im Basisszenario C50 ggü. C75 sowie EKE ggü. C75 (kumuliert auf Basis 2010)

Veränderung ggü. C75 [Mrd. € ₂₀₀₀]	C50			EKE		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050
Investitionskosten	-23	-145	-1.270	-67	-367	-1.263
- davon öffentliche Strom- und Fernwärmeerzeugung	-10	-34	-167	-19	-83	-571
Fixkosten	-5	-19	-266	-23	-113	-359
Variable Kosten	-4	-3	29	-39	-104	-149
Kosten für Nettostromimporte	-2	-5	-14	-2	-6	-1
Kosten für Biokraftstoffhandel	0	0	0	0	0	0
Emissionszertifikatskosten ¹	0	0	0	0	0	0
Grenzüberschreitender CO ₂ - Transport und Lagerung	0	0	-5	0	0	-4
Total	-33	-172	-1.526	-132	-591	-1.777

¹ Die Emissionszertifikatskosten berechnen sich aus dem Zertifikatspreis im jeweiligen Jahr und den gehandelten Zertifikatsmengen. Da in der Untersuchung von einem EU-27-weiten Handelssystem ausgegangen wird, ist bei einer Nettobetrachtung die Summe der ausgetauschten Zertifikate in der EU-27 gleich null. Daher ergeben für diese Komponente der Systemkosten auf EU-27 Ebene keine Differenzen zwischen den Szenarien.

tion in das Elektrizitätssystem, wie z. B. Netzausbaukosten, Kosten für Speichertechnologien und Kosten für die Vorhaltung von Reserveleistung, verursacht. Für die aufzubringenden Investitionen für Wind- und Photovoltaikanlagen wirken sich die im Vergleich zu Grundlastkraftwerken niedrige Jahresnutzungsdauern (vgl. Tabelle 5.3 auf Seite 64) und die in der Regel kürzeren Nutzungsdauern kostensteigernd aus. Unter den Bedingungen eines weniger starken Ausbaus der erneuerbaren Energien bei einer gleichzeitig stärkeren Nutzung der Kernenergie (+ 150 GW in 2050 in der EU-27 in EKE ggü. C75), für die bis 2050 ca. 360 Mrd. €₂₀₀₀ Investitionskosten anfallen, reduziert sich der gesamte Investitionsbedarf der öffentlichen Strom- und Fernwärmeerzeugung in der EU-27 um bis zu 571 Mrd. €₂₀₀₀ in 2050.

Der Vergleich der kumulierten energiebedingten Systemmehrkosten für die EU-27 zwischen den Basisszenarien C75 und C50 zeigt, dass die Verschärfung des THG-Minderungsziels von einer Minderung von 50 % bis 2050 ggü. der Kyotobasis auf 75 % mit Mehrkosten von 33 Mrd. €₂₀₀₀ bis zum Jahr 2020 und einer Verfünfachung der Kosten bis zum Jahr 2030 auf 172 Mrd. €₂₀₀₀ verbunden ist (Tabelle 5.9). Bis zum Jahr 2050 entstehen energiebedingte Mehrkosten in der EU-27 in Höhe von 1.526 Mrd. €₂₀₀₀, wobei die Investitionskosten (z. B. in effizientere Nachfragetechnologien, Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien sowie CCS-Kraftwerke) mehr als 80 % dieser Mehrkosten ausmachen. Die Investitionsmehrkosten werden jedoch im Vergleich zu den Investitionsmehrkosten des Basisszenarios C75 ggü. EKE weniger stark durch den Bereich der öffentlichen Strom- und Fernwärmebereitstellung beeinflusst. In diesem Bereich kumulieren sich die Investitionsmehrkosten für die Verschärfung des Treibhausgasminderungsziels auf 167 Mrd. €₂₀₀₀ bis zum Jahr 2050. Die Ursache hierfür liegt im forcierten Ausbau der erneuerbaren Energien, welcher in beiden Szenarien unterstellt ist und damit nur geringe Effekte auf die Investitionskosten im Bereich der Stromerzeugung durch die Veränderung der Treibhausgasminderungsziele ausgehen. Folglich fallen die Investitionsmehrkosten zur Erreichung eines stärkeren Treibhausgasminderungsziels in anderen Bereichen des Energiesystems an, insbesondere im Transportsektor und in der Industrie. Den zusätzlichen

Tabelle 5.10: Kumulierte energiebedingte Systemmehrkosten (undiskontiert) für Deutschland im Basisszenario C50 ggü. C75 sowie EKE ggü. C75 (kumuliert auf Basis 2010)

Veränderung ggü. C75 [Mrd. € ₂₀₀₀]	C50			EKE		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050
Investitionskosten	-3	-24	-214	-15	-94	-339
- davon öffentliche Strom- und Fernwärmeerzeugung	1	0	-15	1	-9	-122
Fixkosten	-1	-4	-39	-4	-28	-100
Variable Kosten	-1	11	57	10	11	6
Kosten für Nettostromimporte	0	-10	-26	-6	-18	-37
Kosten für Biokraftstoffhandel	0	-3	-32	-7	-18	-25
Emissionszertifikatskosten	0	6	45	-1	-6	-21
Grenzüberschreitender CO ₂ - Transport und Lagerung	0	0	-5	0	0	-3
Total	-4	-24	-214	-24	-153	-518

Investitions- und Fixkosten stehen kumulierte Einsparungen bei den variablen Kosten und Brennstoffkosten bei einem starken Treibhausgasminderungsziel (C75 ggü. C50) von insgesamt 30 Mrd. €₂₀₀₀ bis zum Jahr 2050 in der EU-27 gegenüber. Die jährlichen Mehrkosten in der EU-27 zur Erreichung des stärkeren Klimaschutzziels bewegen sich zwischen 10 Mrd. €₂₀₀₀ in 2020 und 140 Mrd. €₂₀₀₀ in 2050.

Für Deutschland wirken sich insbesondere die energiepolitischen Rahmenbedingungen für die Nutzung der Kernenergie und die Vorgaben für den Ausbau der erneuerbaren Energien auf die energiebedingten Systemkosten aus. Gegenüber dem Szenario mit Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Kernenergieausstieg bis 2022 (C75) reduzieren sich die kumulierten energiebedingten Systemkosten in Deutschland im Szenario mit verstärkter Nutzung der Kernenergie und weniger stark geförderten Ausbau der erneuerbaren Energien um 518 Mrd. €₂₀₀₀ bis 2050 (Tabelle 5.10). Der Ausstieg Deutschlands aus der Kernenergie wird durch die Zunahme der Nettostromimporte und die verstärkte Nutzung von Kraftwerkstechnologien auf Basis fossiler Brennstoffe kompensiert. Entsprechend fallen Mehrkosten bis 2050 im Basisszenario C75 gegenüber dem Basisszenario EKE in Höhe von 37 Mrd. €₂₀₀₀ für Nettostromimporte und 21 Mrd. €₂₀₀₀ für den Zukauf von Emissionszertifikaten an.

Aus dem Vergleich der beiden Szenarien C75 und C50 ergeben sich für Deutschland kumulierte Systemmehrkosten bis 2050 von 214 Mrd. €₂₀₀₀, welche die Kostenbelastungen bei einer Verschärfung der EU-Treibhausgasminderungsverpflichtungen darstellen. Diese Mehrkosten liegen um mehr als die Hälfte unter den Mehrkosten welche sich aus dem Einfluss unterschiedlicher Niveaus der Stromerzeugung auf Basis von Kernenergie bzw. erneuerbaren Energien ergeben (Vergleich C75 ggü. EKE). Zusätzliche Kosten bei Verschärfung der Klimaziele sind vor allem den Investitions- und Fixkosten (kumuliert 214 bzw. 39 Mrd. €₂₀₀₀ bis 2050) und den Kosten für zunehmende Nettoimporte von Strom und Biokraftstoffen (kumuliert in Summe 58 Mrd. €₂₀₀₀ bis 2050) zuzuschreiben. Demgegenüber stehen Kostenentlastungen unter stärkeren Treibhausgasminderungszielen beim Handel mit Emissionszertifikaten (- 45 Mrd. €₂₀₀₀ bis 2050) sowie für variable Kosten und Brennstoffkosten (- 57 Mrd. €₂₀₀₀ bis 2050). Die Kostenentlastungen für Emissionszertifikate und Brennstoffe resultieren vor allem aus dem verstärkten Einsatz von Technologien auf Basis fossiler Energieträger im Basisszenario C50 gegenüber dem Basisszenario C75. Dies zeigt, dass unter moderaten Klimazielen

eine auf fossile Energieträger ausgerichtete Energieversorgung zur geringeren Gesamtkosten für Deutschland führt, auch wenn im Vergleich zu klimapolitischen Rahmenbedingungen mit starken Minderungsbedingungen höhere Ausgaben für Brennstoffe bzw. Emissionszertifikate anfallen.

Die unterschiedlichen energiewirtschaftlichen und klimapolitischen Rahmenbedingungen und die daraus resultierenden unterschiedlichen Strukturen der Stromerzeugung und Stromaus-tauschmengen wirken sich auf die Kosten der Strombereitstellung¹⁷ in den europäischen Län- dern aus. Für alle drei Basisszenarien ist eine ansteigende Tendenz der Kosten für die Strom- bereitstellung im Untersuchungszeitraum zu beobachten, was auf steigende Energieträger- und Emissionszertifikatspreise zurückgeführt werden kann. Im Basisszenario C75 steigen die Kos- ten der Strombereitstellung vor allem kurzfristig bis 2020 stark an (EU-weit +16 €/2000/MWh), was dem EU-Treibhausgasreduktionsziel von 30 % in 2020 und der damit verbundenen Entwick- lung der Emissionszertifikatspreise geschuldet ist (Abbildung 5.12). Im Vergleich der Basis- szenarien C75 und C50 zeigen sich EU-weit spezifische Mehrkosten von etwa 20 €/2000/MWh im Zeitraum 2020 bis 2050 bei Erreichung des verstärkten Treibhausgasminderungsziels. In Deutschland liegen die spezifischen Mehrkosten bis 2030 leicht über dem EU-Durchschnitt, was auf den Kernenergieausstieg und zunehmende Stromimporte bei Verschärfung der Treib- hausgasminderungsziele zurückzuführen ist. Bis 2050 gleicht sich diese Kostendifferenz an das EU-Mittel an.

Von einer verstärkten Nutzung der Kernenergie geht sowohl eine kurz- als auch lang- fristige Wirkung auf die Kosten der Strombereitstellung aus. Die kurzfristige Wirkung er- gibt sich insbesondere aus der Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke und hat im EU-Durchschnitt eine Reduktion der spezifischen Strombereitstellungskosten um knapp 10 €/2000/MWh in 2015 und 2020 zur Folge (vgl. C75 und EKE). Für Deutschland zeigt sich bis 2040 eine im Vergleich zum EU-Mittel stärkere Auswirkung durch die zusätzlichen Kernener- giestrommengen mit einer Reduktion um 13 €/2000/MWh in 2015 und bis zu 27 €/2000/MWh in 2040. Im Vergleich der Basisszenarien C50 und EKE zeigt sich, dass durch die Zunahme der Treibhausgasminderungsverpflichtungen ein Anstieg der Strombereitstellungskosten her- vorgerufen wird, welcher mittelfristig (2020 – 2030) und langfristig (2050) nicht durch einen verstärkten Einsatz von Kernenergie, wie er in dieser Untersuchung unterstellt ist, ausgegli- chen werden kann.

5.3 Ergebnisse der Variantenrechnungen

In den nachfolgenden Abschnitten werden die Auswirkungen durch veränderte energiewirt- schaftliche und klimapolitische Rahmenbedingungen für die drei Basisszenarien untersucht, wobei der Schwerpunkt auf den Effekten im Stromsektor und insbesondere der Stromer- zeugung in CCS-Kraftwerken liegt. In Abschnitt 5.3.1 werden höhere Ausbauziele für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie ein höheres Energieträgerpreinsniveau für das Basisszenario C75 untersucht. In Abschnitt 5.3.2 werden die Effekte bei einer Variation der Treibhausgasminderungsziele analysiert und in Abschnitt 5.3.3 die Auswirkungen unter- schiedlicher Nutzungsmöglichkeiten der Kernenergie bei verminderten Ausbauzielen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

¹⁷ Die Kosten der Strombereitstellung beziehen sich in dieser Betrachtung auf die langfristigen Grenzkosten der Strombereitstellung auf der Hochspannungsebene und beinhalten variable und fixe Kosten der Er- zeugung bzw. des Stromimports sowie Stromtransportkosten. Für die EU-27 wird das mengengewichtete Mittel der Grenzkosten der EU-Mitgliedsstaaten herangezogen.

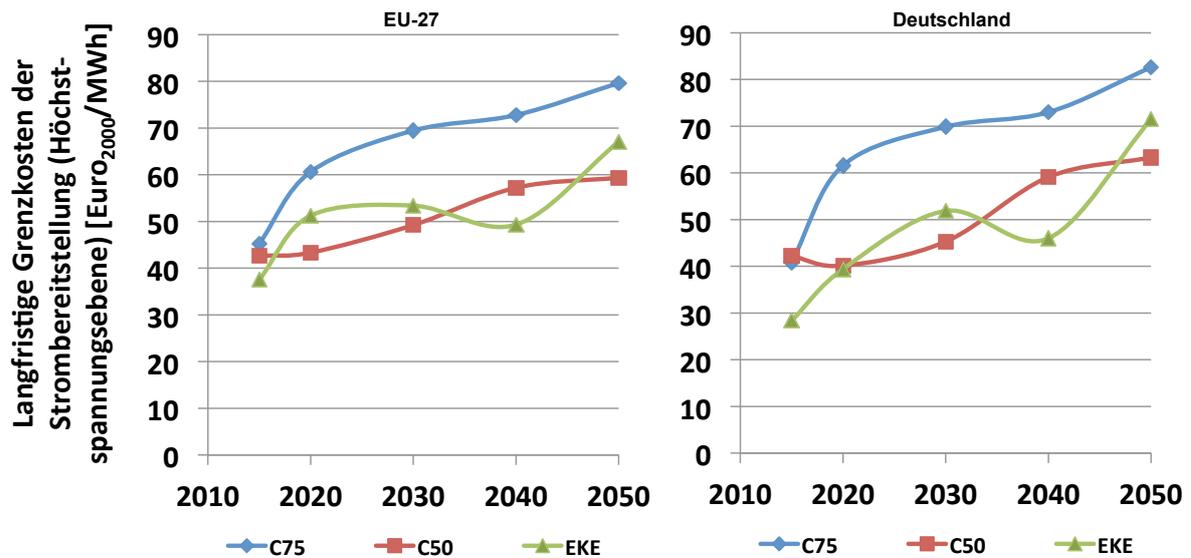


Abbildung 5.12: Entwicklung der langfristigen Grenzkosten der Strombereitstellung in der EU-27 (links) und in Deutschland (rechts) in den Basisszenarien

5.3.1 Einfluss eines verstärkten Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie moderater Energieträgerpreise

In der Variantenrechnung mit einem verstärkten Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (C75_EE) wird ein EU-weiter Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 60 % am Bruttostromverbrauch in 2050 und ein nationales Ziel für Deutschland von 40 % in 2020 und 80 % in 2050 zusätzlich zu den Rahmenbedingungen des Basisszenarios C75 unterstellt. Entsprechend werden in der EU-27 in 2050 in der Variante C75_EE gegenüber dem Basisszenario C75 insgesamt 400 TWh Strom aus CCS-Kraftwerken (120 TWh Erdgas, 280 TWh Kohlen) und 220 TWh aus Kernenergie durch zusätzlich 230 TWh aus Windkraftanlagen, 120 TWh aus Photovoltaik und solarthermischen Kraftwerken, 140 TWh aus Geothermiekraftwerken sowie 150 TWh Strom aus Biomasse, Meeresenergie und Wasserkraft verdrängt (Abbildung 5.13). Der Anteil von CCS-Kraftwerken an der gesamten Nettostromerzeugung in der EU-27 sinkt in 2050 gegenüber den 19 % im Basisszenario C75 in der Variante C75_EE auf 8 % ab. Einen starken Einfluss hat dabei die Zielgröße für Deutschland mit einem Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 80 % in 2050. Diese führt zu einer Reduktion des CCS-Anteils in Deutschland in 2050 von 32 % im Basisszenario C75 auf 7 % in der Variante C75_EE. In Deutschland geht in 2050 in der Variante C75_EE gegenüber dem Basisszenario C75 die Braunkohleverstromung um mehr als 90 % (120 TWh) und die Steinkohlestromerzeugung um 60 % (10 TWh) zu Gunsten einer Zunahme der geothermischen Stromerzeugung (+75 TWh) und der Windstromerzeugung (+20 TWh) zurück. Durch den höheren Anteil der erneuerbaren Energien steigen die gesamten Kosten der Stromerzeugung und damit der Strompreis, was ebenfalls Substitutionseffekte und Stromeinsparungen in den Verbrauchssektoren hervorruft, so dass in Deutschland in 2050 bei einer erhöhten Quote für Strom aus erneuerbaren Energien in Summe 40 TWh weniger nachgefragt werden. Es wird deutlich, dass sich die energiepolitischen Maßnahmen zum Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nachteilig auf die CCS-basierte Stromerzeugung auswirken und zu reduzierten Marktanteilen für CCS-Kraftwerke führen.

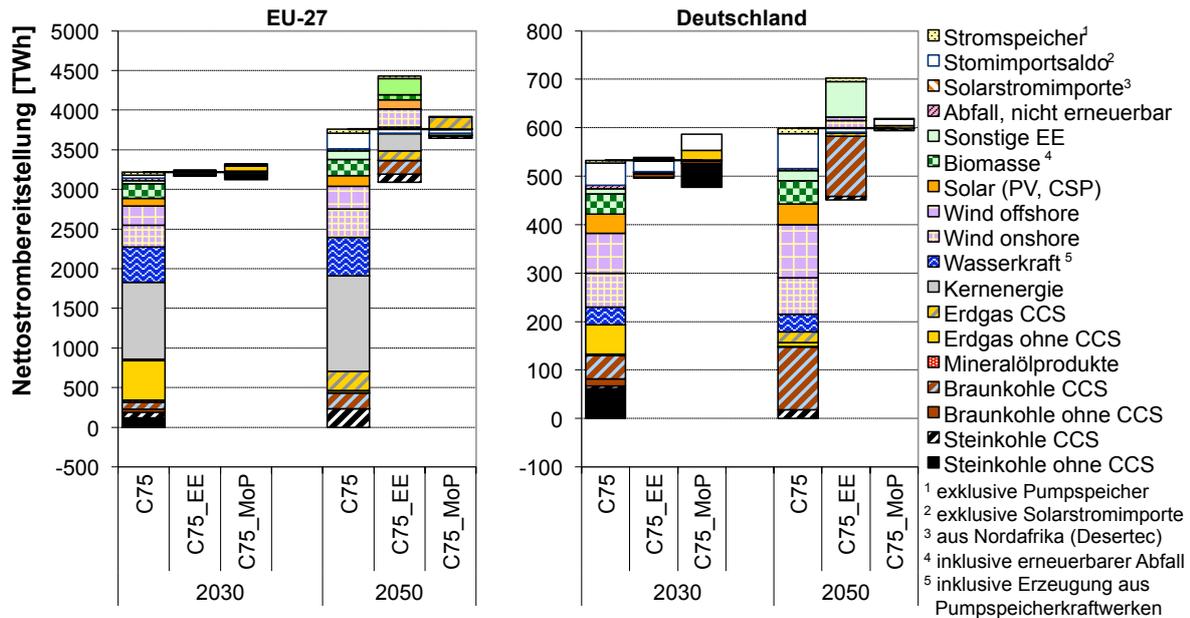


Abbildung 5.13: Veränderung der Strombereitstellung in den C75-Varianten ggü. dem C75-Basisszenario in der EU-27 (links) und in Deutschland (rechts)

Der Einfluss moderater Energieträgerpreise auf die Struktur der Strombereitstellung in der EU-27 und in Deutschland ist im untersuchten Preisbereich gegenüber einem verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien vergleichsweise gering. Gemäß den veränderten Energieträgerpreisannahmen wird eine Reduktion des Erdgaspreises frei Grenze um etwa $1 \text{ €}_{2007}/\text{GJ}$ in 2020 und um knapp $2 \text{ €}_{2007}/\text{GJ}$ in 2050 und einem verringerten Steinkohlepreis um $0,4 \text{ €}_{2007}/\text{GJ}$ in 2050 angenommen. Dadurch ergeben sich in der EU-27 langfristig (2050) leichte Veränderungen für die Stromerzeugung in Erdgas-CCS-Kraftwerken (+ 160 TWh in C75_MoP ggü. C75) hauptsächlich zu Lasten von Solarstromimporten aus Nordafrika (- 40 TWh), der Stromerzeugung aus Meeresenergie (- 25 TWh) und der Stromerzeugung in kohlegefeuerten CCS-Kraftwerken (-30 TWh) sowie begleitet von einem Anstieg der Stromnachfrage um 40 TWh in 2050.

5.3.2 Auswirkungen unterschiedlicher europäischer Treibhausgasminderungsziele

Wie bereits der Vergleich der beiden Basisszenarien C50 und C75 gezeigt hat, gehen von der Vorgabe der europäischen Treibhausgasreduktionsziele signifikante Wirkungen auf die Durchsetzung von CCS-Technologien am Markt aus. Zur detaillierten Untersuchung der Effekte im europäischen Stromsektor wurden in dieser Sensitivitätsanalyse die Treibhausgasminderungspfade für die EU-27 variiert. Der Pfad mit der geringsten Minderungsverpflichtung ist durch das Basisszenario C50 mit einer Reduktion ggü. der Kyotobasis von 20 % bis 2020 und 50 % bis 2050 gekennzeichnet (Abbildung 5.14). Ausgehend von diesem Pfad wurden die Treibhausgasreduktionsziele mit einem linearen Anstieg auf 30 % in 2020 und 75 % in 2050 (bezogen auf die Kyotobasis) verschärft, was den Zielen des Basisszenarios C75 entspricht. Darüber hinausgehend ist der Variationsbereich durch eine Zunahme der Minderungsverpflichtungen für den Zeitraum nach 2020 gekennzeichnet, wobei im Pfad mit der stärksten Minderung eine EU-weite Treibhausgasreduktion gegenüber der Kyotobasis von 30 % in 2020 und 90 % in 2050 erreicht wird. Die Reduktionsziele für den ETS-Sektor wurden entsprechend angepasst.

Langfristig geht von einer Verschärfung des sektorübergreifenden Treibhausgasmin- derungsziels eine Zunahme des Stromverbrauchs in der EU-27 aus, was auf den Wechsel fossil befeuerter Technologien hin zu Strom- anwendungen in den Nachfragesektoren zurückzuführen ist. Der Strombedarf wächst in der EU-27 in 2050 bei Verschärfung des EU- Treibhausgasmin- derungsziels von 50 % auf 90 % ggü. der Kyotobasis von 3.290 TWh um 50 % auf 5.130 TWh an (Abbildung 5.15). Die stärksten Zuwächse ergeben sich in 2050 für den Verkehrssektor mit einer Verdreifachung des Stromverbrauchs (+ 430 TWh), den Indu- striesektor mit 50 % Zuwachs (+ 560 TWh) und den Haushaltssektor mit knapp 50 % (+ 340 TWh). Beispielhaft sind der ver- stärkte Einsatz von elektrisch betriebenen Wärmepumpen zur Raumwärme- und Warm- wasserbereitstellung alternativ zu Erdgas-

Brennwertkesseln im Haushaltsbereich, die Zunahme von Kraftfahrzeugen mit elektrischen Antrieben sowie die verstärkte Nutzung von Elektrolyseverfahren in der Industrie zu nennen. Dem steigenden Strombedarf bei Verschärfung der Treibhausgasmin- derungsziele von 50 auf 90 % in 2050 ggü. der Kyotobasis steht auf der Erzeugungsseite eine Verdopplung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien sowie eine starke Zunahme der Stromerzeugung in CCS-Technologien gegenüber. Die Stromerzeugung in CCS-Kraftwerken in der EU-27 steigt dabei allerdings nicht kontinuierlich an, sondern erreicht ihr Maximum mit 845 TWh in 2050 bei einem EU-weiten Treibhausgasmin- derungsziel von 85 % ggü. der Kyotobasis. In Abhängigkeit von den EU-Treibhausgasmin- derungspfaden kann die CCS-Nutzung in vier Phasen eingeteilt werden (Tabelle 5.11 und Abbildung 5.16).

Die erste Phase kommt bei vergleichsweise schwachen Treibhausgasmin- derungspfaden mit einer EU-weiten Reduktion ggü. der Kyotobasis von 30 bis 42 % in 2030 und 50 bis 60 % in 2050 zum Tragen. In der EU-27 nimmt dabei der Anteil der CCS-basierten Stromerzeugung in 2050 von 3 % (85 TWh) auf 10 % (330 TWh) zu. Die erste Phase ist vor allem durch die Substitution der Stromerzeugung auf Kohlebasis ohne CO₂-Abscheidung durch CCS-Techno- logien geprägt. Dabei geht in der EU-27 in 2050 die Stromerzeugung in Steinkohlekraftwer- ken ohne CCS von 200 auf 15 TWh und die Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken ohne CCS von 80 auf 0 TWh zurück (Abbildung 5.17). Im Gegenzug steigt die Stromerzeugung in Kohle-CCS-Kraftwerken auf 280 TWh (120 TWh Steinkohle und 160 TWh Braunkohle) an. Dabei ist zu beobachten, dass bei besonders schwachen Treibhausgasmin- derungszielen vor allem CCS-Technologien mit einer geringeren Abscheiderate (87 %) und ab einem Treibhaus- gasreduktionsziel von ca. 55 % in 2050 ggü. der Kyotobasis zunehmend CCS-Kraftwerke mit einer höheren Abscheiderate (96 %) zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Insgesamt ist für die Stromerzeugung aus Steinkohle eine Abnahme zu verzeichnen, welche aus den geringeren Jahresnutzungsdauern mit steigenden Treibhausgasmin- derungszielen resultiert. In der ersten Phase beginnt auch die Substitution der erdgasbasierten Stromerzeugung ohne CO₂-Abscheidung durch Erdgas-CCS-Technologien. Diese Anlagen erzeugen in der EU-27 in 2050 bei einem Treibhausgasmin- derungsziel von 60 % ggü. der Kyotobasis knapp 50 TWh.

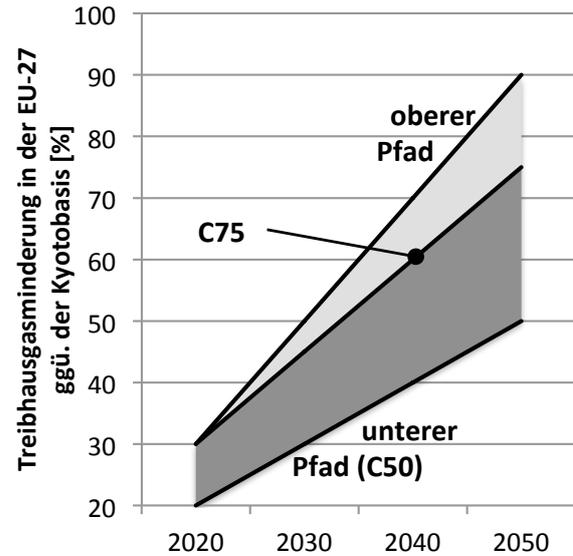


Abbildung 5.14: Variationsbereich für die Sensitivitätsanalyse des Treibhausgasreduktionsziels

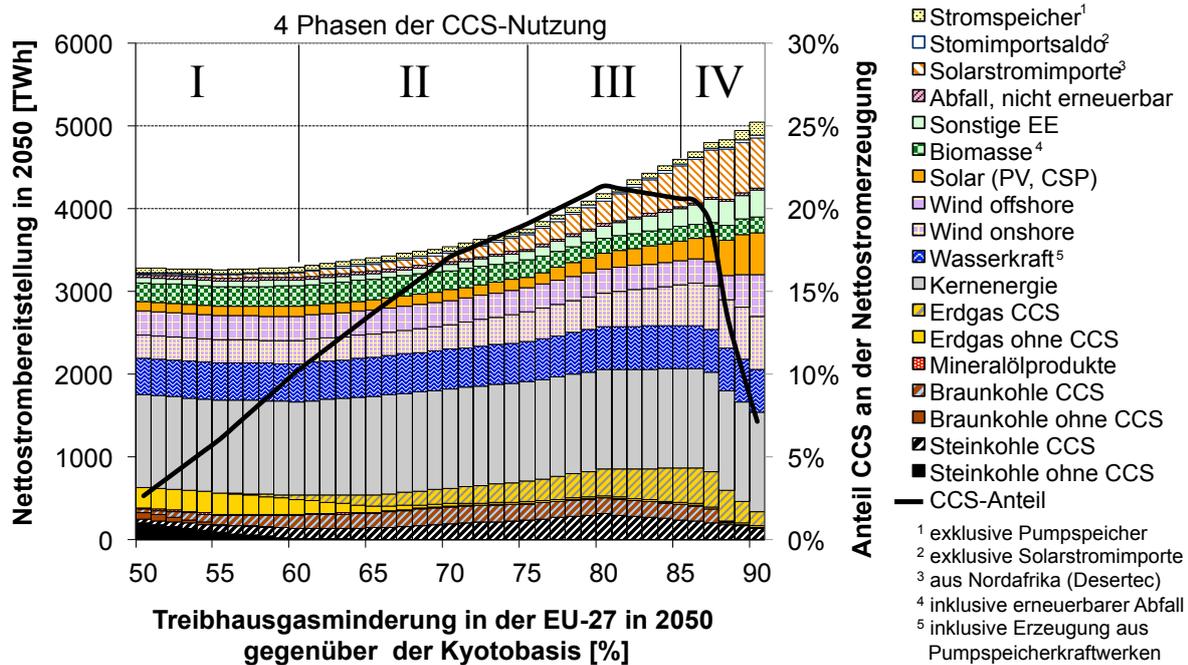


Abbildung 5.15: Strombereitstellung in der EU-27 in 2050 in Abhängigkeit von den Treibhausgasminderungszielen

Die zweite Phase, welche in einen Bereich der EU-Treibhausgasminderungsziele von 42 bis 48 % in 2030 und 60 bis 75 % in 2050 einzuordnen ist, steigt der Anteil der CCS-Kraftwerke an der Stromerzeugung in der EU-27 in 2050 von 10 % (330 TWh) auf 19 % (680 TWh), wobei sowohl die Kohle- als auch die Erdgasstromerzeugung in CCS-Kraftwerken signifikante Zuwächse erfahren. Bei Verschärfung des Treibhausgasminderungsziels von 60 auf 75 % nimmt die Steinkohle-CCS-Stromerzeugung in der EU-27 in 2050 um 115 auf 235 TWh zu und die Braunkohlestromerzeugung in CCS-Kraftwerken um 40 auf 195 TWh zu. Die Zuwächse der kohlebasierten Stromerzeugung mit CO₂-Abscheidung finden fast ausschließlich in Kraftwerken mit hohen Abscheideraten statt, wobei Substitutionseffekte von Kraftwerken mit niedriger Abscheiderate (87 %) durch Kraftwerke mit hoher Abscheiderate (96 %) zu beobachten sind. Der in der ersten Phase begonnene Ausbau der Stromerzeugung in Erdgas-CCS-Kraftwerken setzt sich verstärkt in Phase II fort, so dass am Ende der Phase II bei einem EU-weiten Treibhausgasminderungsziel ggü. der Kyotobasis von 75 % in 2050 knapp 250 TWh Strom in Erdgas-Kraftwerken mit CO₂-Abscheidung erzeugt werden. Dies entspricht einem Anteil von mehr als 90 % der gesamten Erdgasstromerzeugung. Der Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der EU-27 in 2050 ist sowohl in Phase I als auch in Phase II im Vergleich mit dem Wachstum der CCS-basierten Stromerzeugung wesentlich geringer, was zeigt, dass in einem Treibhausgasminderungsbereich der Phasen I und II (50 bis 75 % Reduktion bis 2050

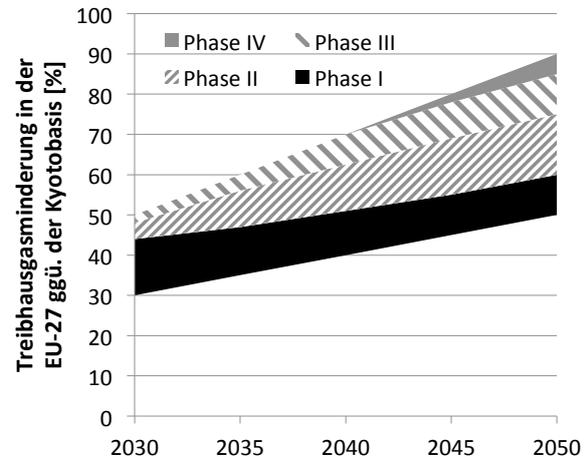


Abbildung 5.16: Zuordnung der 4 Phasen der CCS-Nutzung zu den EU-Treibhausgasminderungszielen für den Zeitraum 2030 bis 2050

Tabelle 5.11: Phasen der CCS-Nutzung in Abhängigkeit vom Treibhausgasminderungsziel in Europa

	Phase I	Phase II	Phase III	Phase IV
THG-Reduktion ggü. 1990	2030: 30 – 42 % 2050: 50 – 60 %	2030: 42 – 48 % 2050: 60 – 75 %	2030: 48 – 50 % 2050: 75 – 85 %	2050: 85 – 90 %
Anteil CCS an der Stromerzeugung (EU-27)	2030: <1 – 5 % 2050: 3 – 10 %	2030: 5 – 7 % 2050: 10 – 19 %	2030: 7 – 8 % 2050: 19 – 21 %	2050: 20 – 4 %
Haupteffekte in der Stromerzeugung	Substitution fossil basierter Stromerzeugung ohne CCS durch CCS-Stromerzeugung (primär Kohlen)	Substitution Erdgas ohne CCS durch Erdgas-CCS sowie Braunkohle-CCS mit niedriger Abscheiderate durch Braunkohle mit hoher Abtrennrates, Ausbau Steinkohle-CCS mit hohen CO ₂ -Abtrennraten	Zuwachs Erdgas und Steinkohle CCS mit hohen Abtrennraten, Steinkohle-CCS-Maximum bei 80 % THG-Reduktion in 2050, danach Abnahme Steinkohle-CCS	Substitution CCS durch Strom aus erneuerbaren Energien, CCS fast ausschließlich mit KWK, mehr als 60 % CCS mit Technologien mit hohen CO ₂ -Abtrennraten

ggü. Kyotobasis) CCS-Technologien im EU-Maßstab unter den gegebenen Szenariorandbedingungen kosteneffizienter zu einer CO₂-armen Strombereitstellung beitragen können als Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien.

Die dritte Phase kennzeichnet den Bereich der Treibhausgasminderungsziele ggü. Kyotobasis von 48 bis 50 % in 2030 und 75 bis 85 % in 2050, in dem die gesamte Stromerzeugung in CCS-Kraftwerken in 2050 ihr Maximum mit 845 TWh bei einem Reduktionsziel von 85 % erreicht (Abbildung 5.17). Aufgrund der Zunahme der Stromnachfrage bei Verschärfung des Klimaziels wird der höchste Anteil der CCS-Kraftwerke an der gesamten Nettostromerzeugung mit 21 % bereits bei einem Treibhausgasreduktionsziel von 80 % in 2050 ggü. der Kyotobasis erreicht (Abbildung 5.15). In diesem Punkt beträgt die Stromerzeugung in CCS-Kraftwerken 825 TWh in 2050 und weicht damit nur geringfügig von der Strommenge bei einer 85 %igen Reduktion der Treibhausgase bis 2050 ggü. der Kyotobasis ab. Das Maximum der Stromerzeugung in CCS-Kohlekraftwerken wird ebenfalls bei einem EU-Treibhausgasminderungsziel von 80 % in 2050 ggü. der Kyotobasis erreicht. In der dritten Phase steigt in der EU-27 in 2050 die Steinkohle-CCS-Stromerzeugung von 235 TWh bei einem Reduktionsziel von 75 % auf 315 TWh bei einem Reduktionsziel von 80 % an, bei nahezu konstanter Braunkohle-CCS-Stromerzeugung (Abbildung 5.17). Diese zusätzlichen Steinkohlestrommengen werden ausschließlich in CCS-Kraftwerken mit hohen Abscheideraten (96 %) produziert. Bei einem EU-weiten Treibhausgasminderungsziel von 80 % in 2050 ggü. der Kyotobasis stellen Kohle-CCS-Kraftwerke mit etwa 500 TWh 13 % der Stromerzeugung in 2050 in der EU-27 bereit. Bei Verschärfung der Treibhausgasminderungsverpflichtung auf 85 % Reduktion ggü. der Kyotobasis reduziert sich die Kohleverstromung in CCS-Anlagen um ca. 100 TWh zu Gunsten emissionsärmerer Erdgas-CCS-Technologien. Die Stromproduktion in Erdgas-CCS-Kraftwerken in der EU-27 steigt in Phase III um 75 % in 2050 an, wobei sowohl die Erzeugung in Anlagen mit 96 % Abscheiderate um 140 TWh, als die Erzeugung in Erdgas-CCS-Anlagen mit niedriger Abscheiderate (meist Anlagen mit KWK) um 50 TWh zunehmen. In Summe erzeugen Erdgas-

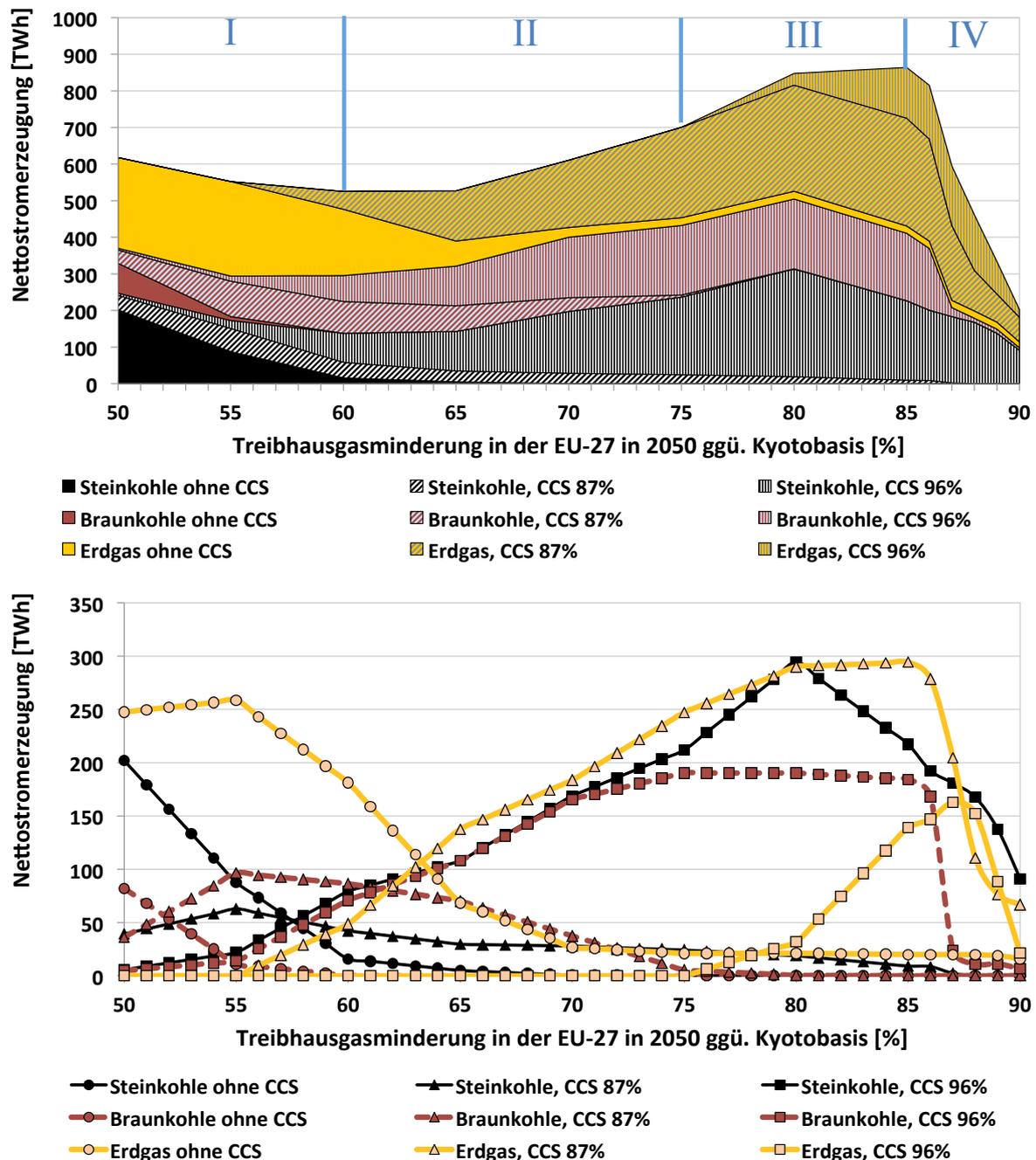


Abbildung 5.17: Erdgas- und kohlebasierte Stromerzeugung in der EU-27 in 2050 in Abhängigkeit von den Treibhausgasminderungszielen

CCS-Kraftwerke bei einem Treibhausgasminderungsziel von 85 % in 2050 ggü. der Kyotobasis 430 TWh in 2050 in der EU-27. Neben der Zunahme der CCS-basierten Stromerzeugung gewinnt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Bereich der Treibhausgasminderungen in Phase III zunehmend an Bedeutung. In der EU-27 steigt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bei Verschärfung des Treibhausgasminderungsziels von 75 auf 85 % bis 2050 ggü. der Kyotobasis um 400 TWh an. Dabei entfallen 155 TWh auf Windenergie, 115 TWh auf Solarenergie, 130 TWh auf Geothermie und sonstige erneuerbare Energien. Die Solarstromimporte aus Nordafrika nehmen in diesem Treibhausgasminderungsbereich um ca. 350 TWh zu.

Die vierte Phase ist durch abnehmende Strommengen aus CCS-Kraftwerken zugunsten der Zunahme einer CO₂-freien Stromerzeugung gekennzeichnet und ist für den untersuchten Bereiche der Treibhausgasreduktionsziele erst nach 2040 zu beobachten. In 2050 reduzieren sich die CCS-Strommengen in der EU-27 bedingt durch die Verschärfung des Treibhausgas-minderungsziels auf 90 % in 2050 ggü. der Kyotobasis um 660 auf 185 TWh. Der Anteil der CCS-Kraftwerke an der Nettostromerzeugung in der EU-27 sinkt somit auf bis zu 4 % in 2050 ab. Entsprechend der CO₂-Intensität der Stromerzeugung nimmt vor allem die Braunkohle aber auch die Steinkohleverstromung in Kraftwerken ohne KWK drastisch ab und ist selbst bei hohen CO₂-Abscheideraten (96 %) CO₂-freien Technologien bzw. KWK-Technologien mit CO₂-Abscheidung unterlegen. Bei der Braunkohlestromerzeugung kommt der Aspekt zum Tragen, dass diese Kraftwerke primär an die räumliche Nähe zum Tagebau gebunden sind und das Potenzial zur Anbindung an Fernwärmenetze in diesen Gebieten aufgrund der regionalen Strukturen stark begrenzt ist. Folglich ergeben sich für Braunkohlekraftwerke im Vergleich zu Erdgas- und Steinkohlekraftwerken tendenziell niedrigere Potenziale für die Anwendung von KWK. Durch die CO₂-Abtrennung in Erdgas- und Steinkohletechnologien mit KWK lassen sich sehr niedrige spezifische CO₂-Emissionen realisieren (für Strom aus Erdgas kleiner 20 kg/MWh). Damit können diese Anlagen bei entsprechenden Absatzmöglichkeiten für Fernwärme bzw. Prozessdampf in der Industrie auch unter sehr starken Treibhausgas-minderungszielen (hier 90 % ggü. der Kyotobasis) eine kostengünstige Option der Energiebereitstellung darstellen. In der EU-27 wird bei einem Treibhausgasminderungsziel von 90 % in 2050 ggü. der Kyotobasis ein KWK-Anteil an der fossil basierten Nettostromerzeugung von etwa 90 % erreicht. Der Großteil der Strombereitstellung in der EU-27 wird unter diesen Klimaschutzbedingungen in 2050 von erneuerbaren Energien (65 % Anteil am Bruttostromverbrauch) und der Kernenergie (25 % Anteil am Bruttostromverbrauch) erbracht, wodurch die CO₂-Emissionen des Umwandlungssektors auf weniger als 60 Mio. t CO₂ in 2050 absinken. In der Phase IV nimmt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der EU-27 in 2050 um 840 TWh sowie der Stromimport aus Nordafrika um 90 TWh zu und tragen maßgeblich zur Substitution von Strom aus CCS-Kraftwerken bei.

Die Untersuchung des Einflusses klimapolitischer Vorgaben hat gezeigt, dass die Perspektiven von CCS-Kraftwerken maßgeblich von den Treibhausgasminderungszielen bestimmt werden, wobei sich unter sehr hohen und sehr schwachen Reduktionszielen die geringsten CCS-Marktanteile in Europa einstellen. Dabei stehen CCS-Kraftwerke bei moderaten Klimazielen in Konkurrenz mit Kraftwerken auf Basis fossiler Energieträger ohne CO₂-Abtrennung und bei starken Treibhausgasminderungszielen in Konkurrenz mit der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

5.3.3 Einfluss unterschiedlicher Niveaus der Kernenergienutzung bei reduziertem Ausbau der erneuerbaren Energien

Ziel dieser Variantenrechnung ist die Analyse des Einflusses unterschiedlicher Nutzungsmöglichkeiten der Stromerzeugung aus Kernenergie auf die CCS-basierte Stromerzeugung. Basierend auf dem Basisszenario EKE unterscheiden sich die Varianten EKE_60 und EKE_32 in den Annahmen zu den Nutzungsdauern bestehender Kernkraftwerke sowie den Optionen zum Neubau von Kernkraftwerken in den jeweiligen europäischen Staaten. Im Gegensatz zum Basisszenario EKE, in dem sowohl eine Nutzungsdauer der europäischen Kernkraftwerke von 60 Jahren, als auch die Möglichkeit des Neubaus von Kernkraftwerken in den Ländern mit derzeit bestehendem Ausstiegsbeschluss unterstellt ist, wird in der Variante EKE_60 lediglich von einer Betriebsdauer von 60 Jahren, nicht jedoch von einem verstärkten Neubau ausgegangen. Eine weitere Beschränkung der Nutzungsmöglichkeiten der Kernenergienutzung ist in der Variante EKE_32 abgebildet, mit einer Betriebsdauer der Kernkraftwerke von 32

Jahren für die Länder, in denen ein Beschluss zum Ausstieg aus der Kernenergieausstieg vorliegt sowie einem moderaten Zuwachs neuer Kernkraftwerke in den europäischen Staaten ohne Ausstiegsbeschluss. Damit entsprechen die Annahmen zur Nutzung der Kernenergie der Variante ELE_32 denen des Basisszenarios C75. In den EKE-Varianten ist ebenfalls ein EU-Treibhausgasreduktionsziel von 30 % bis 2020 und 75 % bis 2050 ggü. der Kyotobasis unterstellt. Analog zum Basisszenario EKE wird auch in dessen Varianten von einem geringeren Einfluss energiepolitischer Maßnahmen hinsichtlich des Einsatzes der Technologien zur Erreichung der Klimaziele ausgegangen. Für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bedeutet dies für die EKE-Varianten, dass gegenüber den anderen Basisszenarien ein geringerer Ausbau in den europäischen Staaten unterstellt ist (vgl. Tabelle 5.1.1 auf Seite 52).

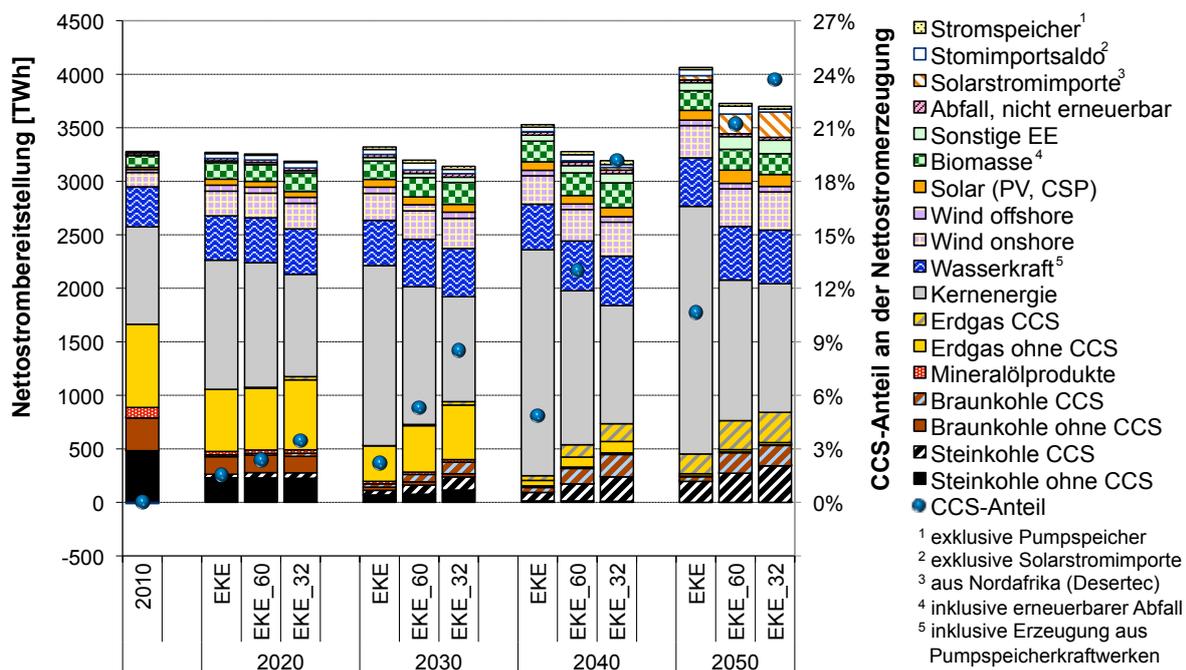


Abbildung 5.18: Strombereitstellung in der EU-27 bei unterschiedlicher Nutzung der Kernenergie und bei reduziertem Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EKE-Varianten)

Gegenüber dem Basisszenario EKE reduziert sich die Stromerzeugung aus Kernenergie in der EU-27 in der Variante EKE_60 um 400 TWh in 2030 und 1.000 TWh in 2050 und in der Variante EKE_32 um 700 TWh in 2030 und 1.100 TWh in 2050 (Abbildung 5.18). Die reduzierten Strommengen aus Kernenergie werden EU-weit mittelfristig vor allem durch eine Zunahme der Stromerzeugung in Erdgas-GuD-Kraftwerken ohne CCS und Blockheizkraftwerken (in Summe + 180 TWh in 2030 in EKE_32 ggü. EKE) sowie aus CCS-Kraftwerken auf Kohlebasis (+ 130 TWh in 2030 in EKE_32 ggü. EKE) ausgeglichen. Langfristig nimmt die CCS-basierte Stromerzeugung in der Variante EKE_32 ggü. dem Basisszenario EKE um bis zu 390 TWh in 2050 zu. Außerdem führen verminderte Nutzungsmöglichkeiten der Kernenergie zu einer Zunahme der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und der Solarstromimporte aus Nordafrika (in Summe + 380 TWh in 2050 in EKE_32 ggü. EKE). Die reduzierten Strommengen aus Kernenergie werden folglich nur teilweise durch alternative Erzeugungstechnologien kompensiert. Neben den Substitutionseffekten auf der Erzeugungsseite kommt es ebenfalls zu einer Reduktion des Stromverbrauches. Die Ursache hierfür liegt in der Anhebung des Strompreises als Folge gestiegener Erzeugungskosten bei der Substitution der Stromerzeugung in Kernkraftwerken durch alternative Erzeugungsoptionen. So steigen im

EU-Mittel die Erzeugungskosten um 16 €₂₀₀₇/MWh in 2050 in EKE_32 ggü. EKE an, was ein Absinken der gesamten Strombereitstellung in der EU-27 in der Variante EKE_32 in 2050 um ca. 9% unter dem des Basisszenarios EKE bewirkt.

Der Anteil von CCS-Kraftwerken an der Nettostromerzeugung steigt im Jahr 2050 von 11% im Basisszenario EKE auf 21% in der Variante EKE_60 und auf 24% in der Variante EKE_32, und erreicht damit das Maximum unter allen betrachteten Basisszenarien und deren Varianten. Dieser Anteil entspricht einer CCS-Stromerzeugung von 815 TWh in 2050, welche leicht unter der Erzeugungsmenge liegt, die sich bei einem Treibhausgasminderungsziel für die EU-27 von 85% in 2050 ggü. der Kyotobasis einstellt.

Hinsichtlich des Einflusses energiewirtschaftlicher und energie- und klimapolitischer Rahmenbedingungen auf die Perspektiven von CCS-Kraftwerken am europäischen Elektrizitätsmarkt lässt sich zusammenfassend festhalten, dass sich sowohl die Vorgaben zur Reduktion der Treibhausgase in Europa als auch die energiepolitischen Entscheidungen hinsichtlich der Nutzung der Kernenergie in besonderem Maße auf die Stromerzeugung in Kraftwerken mit CO₂-Abtrennung auswirken. CCS-Technologien können bei Verschärfung der Treibhausgas-minderungsziele insbesondere zur Deckung der ansteigenden Stromnachfrage und der Substitution der Stromerzeugung auf Basis fossiler Energieträger ohne CCS beitragen und bei verminderten Nutzungsmöglichkeiten der Kernenergie einen Teil der reduzierten Strommen-gen aus Kernenergie ausgleichen.

5.4 Variation von Wirkungsgraden und Investitionskosten von CCS-Kraftwerken

Wie die Literaturstudie zu technischen und ökonomischen Charakteristika von CCS-Kraftwerken gezeigt hat (Kapitel 2), bestehen insbesondere hinsichtlich der erreichbaren Investitionskosten und Wirkungsgrade derzeit teilweise erhebliche Unsicherheiten. Zur Analyse der Auswirkungen dieser Unsicherheiten auf die Strombereitstellung erfolgt die Variation der Investitionskosten und Wirkungsgrade von CCS-Kraftwerken für ausgewählte Szenarien mittels Parametrischer Programmierung. Dabei wird der Frage nachgegangen, wie sich die Stellung von CCS-Kraftwerken am Elektrizitätsmarkt bei Veränderung dieser Parameter unter verschiedenen energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen ändert und inwieweit den energie- und klimapolitischen Einflüssen eine Verbesserung dieser Parameter entgegenwirkt.

5.4.1 Auswahl der Szenarien und Bandbreiten für die Variation von CCS-Parametern

Um eine möglichst große Bandbreite der energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen zu berücksichtigen, wurde neben dem Basisszenario C75 mit einem langfristigen EU-weiten Treibhausgasreduktionsziel von 75% bis 2050 ggü. der Kyotobasis die Variante C50 mit einem THG-Minderungsziel von 50% bis 2050 ggü. der Kyotobasis sowie das Basisszenario EKE und die EKE-Variante EKE_32 für die Parametervariation ausgewählt.

Basierend auf den aus der Literaturrecherche gewonnen Bandbreiten für die Unsicherheiten hinsichtlich erreichbarer Investitionskosten und Wirkungsgrade (vgl. Tabelle 2.2 auf Seite 24) wurden entsprechende Variationsbereiche für die unterschiedlichen CCS-Technologien definiert. Die Wirkungsgradverluste und die zusätzlichen Investitionskosten beziehen sich auf die entsprechenden Referenzkraftwerke, welche für Kraftwerke ohne Kraft-Wärme-Kopplung in Tabelle 5.12 aufgeführt sind. Für die fixen Betriebskosten, welche zu einem Großteil durch die Kosten für Personal, Versicherungen und betriebsunabhängige Wartungsarbeiten bestimmt sind, wurde der anteilige Prozentsatz der Investitionskosten von den Referenzanlagen auf die

CCS-Technologien übertragen, woraus sich auch für die fixen Betriebskosten entsprechende Bandbreiten ergeben. Referenz für kohlegefeuerte Pre-Combustion-Technologien ist die Kraftwerkstechnologie mit integrierter Kohlevergasung (IGCC - Integrated Gasification Combined Cycle) ohne CCS. Für die CO₂-Abtrennung an Kohlekraftwerken basierend auf dem Post-Combustion-Konzept sowie dem Oxyfuel-Konzept ist die Referenztechnologie ein Kohledampfkraftwerk mit 700°C-Technologie, mit einer Frischdampf Temperatur von über 700°C und einem Frischdampfdruck von mindestens 365 bar. Die Referenztechnologie für Erdgas-CCS-Kraftwerke ist ein Erdgas-GuD-Kraftwerk der 800 MW Leistungsklasse. Die technischen und ökonomischen Charakteristika der Referenzkraftwerke basieren auf IEA u. NEA (2010) und können für die Inbetriebnahmejahre 2030 und 2040 der Tabelle 5.12 entnommen werden.

Tabelle 5.12: CCS-Technologien und Referenzkraftwerke (IEA u. NEA 2010)

Energieträger	CCS-Technologie	Kraftwerkstyp	Referenztechnologie			
			Investitionskosten [€ ₂₀₀₇ /kW]		Wirkungsgrad (netto)	
			2030	2040	2030	2040
Braunkohle	Pre-Combustion	IGCC ¹	1.820	1.820	51,0 %	51,5 %
	Post-Combustion	DKW-700 ²	1.760	1.760	50,0 %	51,0 %
	Oxyfuel					
Steinkohle	Pre-Combustion	IGCC	1.720	1.720	52,5 %	53,0 %
	Post-Combustion	DKW-700	1.560	1.560	51,0 %	52,0 %
	Oxyfuel					
Erdgas	Pre-Combustion	GuD ³	700	700	62,0 %	62,0 %
	Post-Combustion					
	Oxyfuel					

¹ Kraftwerk mit integrierter Vergasung - Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC)

² Dampfkraftwerk mit Frischdampftemperaturen über 700° C und Frischdampfdrücken größer 365 bar

³ Kombiniertes Gas- und Dampfturbinenkraftwerk

Tabelle 5.13: Variationsbandbreiten und sonstige Kraftwerksparameter von CCS-Kraftwerken (nicht KWK) der öffentlichen Versorgung für das Inbetriebnahmejahr 2040

Energie-träger	CCS-Technologie	Variationsbandbreite			Abtrenn-rate [%]	Variable Kosten [€ ₂₀₀₇ /MWh]
		Investitions-kosten [€ ₂₀₀₇ /kW]	Fixe O&M Kosten [€ ₂₀₀₇ /kW]	Wirkungs-grad [%]		
Braunkohle	Pre-Combustion	2.180 - 3.000	55 - 75	46 - 40	87	5,2
	Post-Combustion	2.290 - 2.900	57 - 71	45 - 39	87	5,2
	Oxyfuel	2.460 - 3.080	60 - 76	45 - 39	96	6,3
Steinkohle	Pre-Combustion	2.060 - 2.840	52 - 71	47 - 41	87	4,8
	Post-Combustion	2.030 - 2.570	52 - 66	46 - 40	87	4,8
	Oxyfuel	2.180 - 2.730	56 - 69	46 - 40	96	5,9
Erdgas	Pre-Combustion	910 - 1.300	24 - 34	56 - 50	87	2,4
	Post-Combustion	910 - 1.300	24 - 34	56 - 50	87	3,2
	Oxyfuel	1.050 - 1.400	28 - 37	56 - 50	96	4,9

Unter Berücksichtigung der Investitionskosten der Referenzkraftwerke und der Spanne der Investitionskostenaufschläge für die CO₂-Abtrennung ergeben sich für die Inbetriebnahmejahre ab 2030 somit Bandbreiten für die Variation der Investitionsmehrkosten gegenüber der Technologie ohne CCS in Höhe von 470 bis 1.010 €₂₀₀₇/kW für Steinkohle-Post-Combustion-Kraftwerke und 530 bis 1.140 €₂₀₀₇/kW für Post-Combustion-Kraftwerke auf Braun-

kohlebasis. Für Oxyfuel-Steinkohlekraftwerke betragen die Investitionsmehrkosten 620 bis 1.170 €₂₀₀₇/kW und für Oxyfuel-Technologien auf Braunkohlebasis 700 bis 1.320 €₂₀₀₇/kW. Entsprechend liegen die Mehrkosten der Oxyfuel-Technologie, für die eine Abtrennrage von 96 % angenommen wurde, zwischen 150 und 180 €₂₀₀₇/kW über den Mehrkosten der Post-Combustion-Technologien, für die eine 87 %ige CO₂-Abscheidung unterstellt ist. Diese Mehrkosten für die Realisierung einer höheren Abscheiderate liegen im Bereich, welcher in anderen Untersuchungen angesetzt worden ist (Capros u. a. 2007; Linßen u. a. 2006; Göttlicher 1999) (Abbildung 5.19). Für kohlegefeuerte Kraftwerke mit CO₂-Abtrennung vor der Verbrennung beträgt die Variationsbandbreite der Investitionsmehrkosten gegenüber der IGCC-Technologie ohne CO₂-Abtrennung 340 €₂₀₀₇/kW bis 1.120 €₂₀₀₇/kW für Steinkohletechnologien und 360 €₂₀₀₇/kW bis 1.180 €₂₀₀₇/kW für Braunkohletechnologien. Die Investitionsmehrkosten von Erdgas-CCS-Kraftwerken bewegen sich zwischen 210 €₂₀₀₇/kW und 600 €₂₀₀₇/kW für das Pre- und Post-Combustion-Konzept und 350 €₂₀₀₇/kW bis 700 €₂₀₀₇/kW für das Oxyfuel-Konzept.

Für braunkohlegefeuerte CCS-Kraftwerke ohne Kraft-Wärme-Kopplung ergibt sich somit für das Inbetriebnahmejahr 2040 eine Bandbreite der Investitionskosten von 2.180 €₂₀₀₇/kW bis 3.080 €₂₀₀₇/kW und für steinkohlegefeuerte Anlagen von 2.060 €₂₀₀₇/kW bis 2.840 €₂₀₀₇/kW (Tabelle 5.13). Die Spannbreite der Nettowirkungsgrade von Braunkohle-IGCC-Kraftwerken mit CO₂-Abscheidung bewegt sich zwischen 40 % und 46 % und von Steinkohle-IGCC-Kraftwerken zwischen 41 % und 47 %. Etwas niedriger liegen die Nettowirkungsgrade von CCS-Dampfkraftwerken (Post-Combustion- und Oxyfuel-Konzept) mit einer Bandbreite von 39 % bis 45 % für Braunkohle und 40 % bis 46 % für Steinkohle. Für das Beispiel eines Braunkohledampfkraftwerks mit CO₂-Abtrennung nach der Verbrennung ergeben sich aus den Variationsbandbreiten im günstigsten Fall Investitionskosten von 2.290 €₂₀₀₇/kW, bei einem Nettowirkungsgrad von 45 % und im ungünstigsten Fall Investitionskosten in Höhe von 2.900 €₂₀₀₇/kW bei 39 % Nettowirkungsgrad.

Bei unterstellten Brennstoffpreisen frei Kraftwerk in Höhe von 1,2 €₂₀₀₇/GJ für Braunkohle, 3,1 €₂₀₀₇/GJ für Steinkohle und 9,4 €₂₀₀₇/GJ für Erdgas, einem Emissionszertifikatspreis von 40 €₂₀₀₇/t CO₂, einem Zinssatz von 7,5 % und einer durchschnittlichen jährlichen Anlagenauslastung von 85 % ergeben sich aus den Variationsbereichen für die CCS-Kraftwerksparameter Spannbreiten für die CO₂-Abtrennkosten zwischen 14 €₂₀₀₇/t CO₂ und 48 €₂₀₀₇/t CO₂ für kohlegefeuerte CCS-Technologien und für Erdgas-Kraftwerke zwischen 37 €₂₀₀₇/t CO₂ und 86 €₂₀₀₇/t CO₂ (Abbildung 5.20). Innerhalb der verschiedenen CCS-Konzepte liegen die CO₂-Abtrennkosten für kohlegefeuerte Pre-Combustion-Konzepte leicht unter denen der Post-Combustion-Konzepte, was durch die höheren Nettowirkungsgrade von IGCC-Kraftwerken gegenüber Dampfkraftwerken sowie die teilweise geringeren Investitionsmehrkosten für die CO₂-Abtrennung an IGCC-Kraftwerken bedingt ist. Die höchsten Kosten für die CO₂-Abtrennung

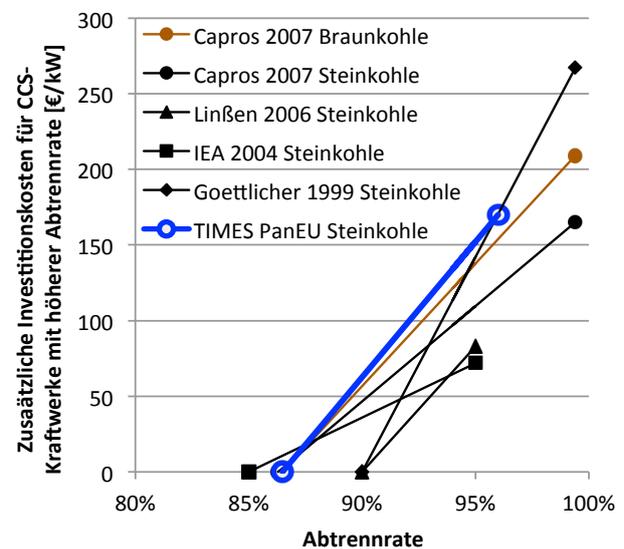


Abbildung 5.19: Verhältnis von Investitionskosten und CO₂-Abtrennrage von CCS-Kraftwerken ausgewählter Studien

sind für Oxyfuel-Technologien zu verzeichnen, für die zwar eine höhere Abtrennrage gegenüber den anderen Konzepten unterstellt ist, der jedoch höhere Investitionskosten gegenüberstehen.

Die aus den Variationsbandbreiten resultierenden Stromgestehungskosten bei Grundlastbetrieb belaufen sich für das Inbetriebnahmejahr 2040 für Steinkohle-CCS-Kraftwerke bei niedrigen Wirkungsgradeinbußen und geringen zuzusätzlichen Investitionskosten ggü. den Technologien ohne CCS auf $65 \text{ €}_{2007}/\text{MWh}$ und bei hohen Wirkungsgradeinbußen und hohen Investitionsmehrkosten auf etwa $80 \text{ €}_{2007}/\text{MWh}$ (Abbildung 5.20). Für Braunkohle-CCS-Kraftwerken liegen die Stromgestehungskosten für das Inbetriebnahmejahr 2040 im günstigsten Fall bei $55 \text{ €}_{2007}/\text{MWh}$ und im ungünstigsten Fall bei knapp $70 \text{ €}_{2007}/\text{MWh}$. Die Stromgestehungskosten von Erdgas-CCS-Kraftwerken bei Grundlastbetrieb bewegen sich zwischen $80 \text{ €}_{2007}/\text{MWh}$ und $95 \text{ €}_{2007}/\text{MWh}$, mit einem Brennstoffanteil von etwa 70 %.

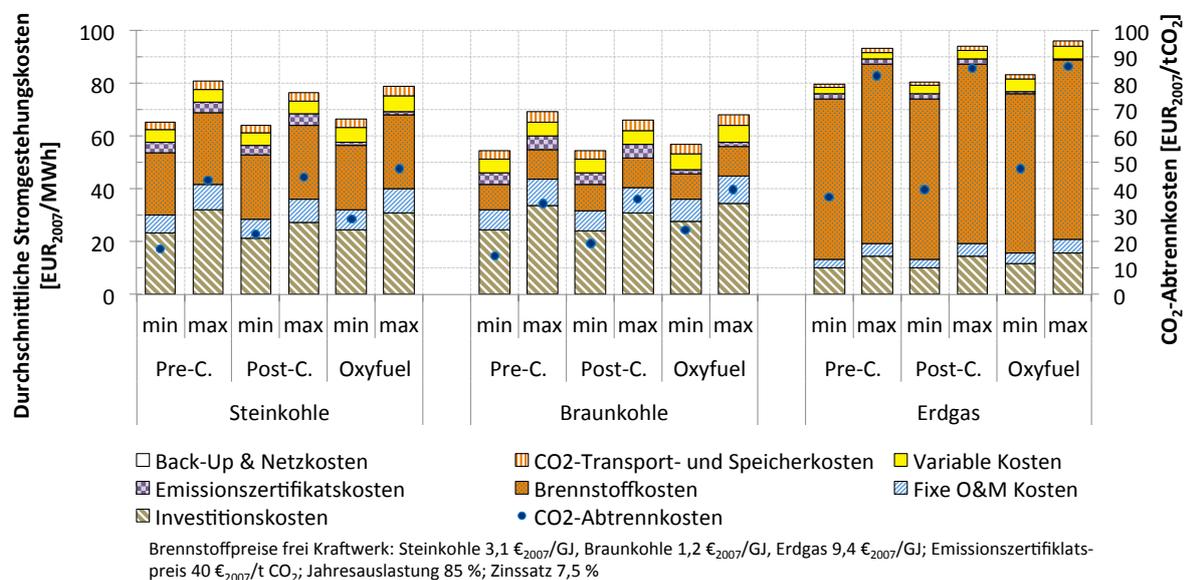


Abbildung 5.20: Stromgestehungskosten und CO_2 -Abtrennkosten für die Variationsbandbreiten der verschiedenen CCS-Konzepte für das Inbetriebnahmejahr 2040

Die Variationsbandbreiten für die Investitionskosten und Wirkungsgrade (vgl. Tabelle 2.2 auf Seite 24) wurden ebenfalls auf CCS-Kraftwerke mit KWK übertragen. Im Modell werden für kohlegefeuerte Anlagen der öffentlichen Erzeugung zwei Technologiegruppen mit CO_2 -Abtrennraten von jeweils 87 und 96 % unterschieden. Für Erdgas-KWK-Kraftwerke und KWK-Anlagen der industriellen Eigenerzeugung ist eine CO_2 -Abtrennrage von 87 % hinterlegt. Für das Inbetriebnahmejahr 2040 ergibt sich aus dem Variationsbereich eine Bandbreite der Investitionskosten für Steinkohle-CCS-Kraftwerke mit KWK mit einer niedrigen Abscheiderate (87 %) von $2.340 \text{ €}_{2007}/\text{kW}$ bis $3.040 \text{ €}_{2007}/\text{kW}$ und für Oxyfuel-Kraftwerke mit einer CO_2 -Abscheiderate von 96 % von $2.670 \text{ €}_{2007}/\text{kW}$ bis $3.260 \text{ €}_{2007}/\text{kW}$. Die Bandbreiten der Investitionskosten für Braunkohle-CCS-Kraftwerke mit KWK liegen in etwa um 400 bis $600 \text{ €}_{2007}/\text{kW}$ über denen der vergleichbaren Steinkohletechnologien. Für Erdgas-CCS-Kraftwerke mit Fernwärmeauskopplung zur öffentlichen Versorgung ergeben sich im günstigsten Fall Investitionskosten von $1.170 \text{ €}_{2007}/\text{kW}$ und im ungünstigsten Fall $1.550 \text{ €}_{2007}/\text{kW}$.

Die Bandbreite der Wirkungsgradverluste für die CO_2 -Rückhaltung am Kraftwerk (6 bis 12 %-Punkte), wurde gleichfalls für KWK-Anlagen übertragen und bezieht sich auf den Kondensationspunkt im Fall einer Entnahmekondensationsanlage bzw. den Gegendruckpunkt im Fall einer Gegendruckanlage. Daraus resultieren für das Inbetriebnahmejahr 2040 für stein-

kohlegefeuerte KWK-Anlagen mit CO₂-Abtrennung der öffentlichen Versorgung elektrische Nettowirkungsgrade zwischen 31 % bis 37 % und für Erdgas-KWK-Anlagen mit CCS zwischen 46 % und 52 %. Für industrielle KWK-Anlagen sind aufgrund der geringeren Leistungsklasse um ca. 200 €₂₀₀₇/kW höhere Investitionskosten sowie um drei Prozentpunkte geringere Nettowirkungsgrade im Vergleich zu Anlagen der öffentlichen Versorgung angenommen.

Um das Spektrum der Unsicherheiten in Bezug auf Investitionskosten und Wirkungsgrade von CCS-Technologien adäquat in der modellgestützten Untersuchung abzubilden, wurden Wirkungsgrade und Investitionskosten unabhängig voneinander variiert. Dies bedeutet, dass die Variation der Parameter sowohl den Fall der gleichzeitigen Änderung der Wirkungsgrade und der Investitionskosten aber auch den Fall von Veränderungen der Wirkungsgrade bei konstanten Investitionskosten sowie den umgekehrten Fall von Veränderungen der Investitionskosten bei unveränderten Wirkungsgraden berücksichtigt. Aufgrund der Modellkomplexität wurden die Schrittgrößen für die Variation vorgegeben. Die Nettowirkungsgrade wurden in 4 Schritten mit einer Schrittlänge von jeweils 2 %-Punkten variiert und die Investitionskosten in 8 Variationsschritten. Außerdem wurden die entsprechenden Parameter gleichzeitig für alle CCS-Konzepte variiert. Dieser Vorgehensweise liegt die Annahme zugrunde, dass in den kommenden Dekaden Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen für alle drei CCS-Konzepte unternommen werden und es nicht zu einer Konzentration auf ein Konzept kommt. Zudem können Verfahrensverbesserungen teilweise auf mehrere CCS-Konzepte übertragen werden, wie beispielsweise Effizienzsteigerungen bei der Sauerstoffbereitstellung, welche sowohl auf das Pre-Combustion-Konzept als auch auf das Oxyfuel-Konzept angewandt werden können.

5.4.2 Effekte im Stromsektor auf EU-27 Ebene

Veränderungen der CCS-Kraftwerksparemeter wirken sich auf die Kosten der Stromerzeugung aus und beeinflussen somit den Strompreis. Dies hat Veränderungen bei der Stromnachfrage zur Folge, so dass sich je nach erreichbaren CCS-Kraftwerksparemetern ein unterschiedliches Niveau der Gesamtstromerzeugung einstellt. Wie bereits der erste Teil dieser Untersuchung gezeigt hat, wird in der Variantenrechnung EKE_32 der höchste Anteil von CCS-Kraftwerken an der Nettostromerzeugung in der EU-27 mit 24 % in 2050 erreicht. Für die energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen dieser Variantenrechnung zeigt die Steigerung der Wirkungsgrade und die Reduktion der Investitionskosten von CCS-Kraftwerken im untersuchten Wertebereich einen Anstieg der Gesamtstromerzeugung von bis zu 140 TWh in 2050 in der EU-27, was einem Zuwachs von 4 % entspricht (Abbildung 5.21). Auch unter den

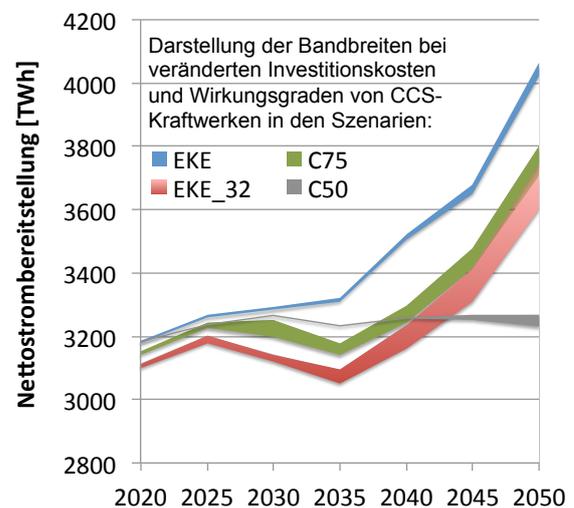


Abbildung 5.21: Auswirkungen veränderter Investitionskosten und Wirkungsgrade von CCS-Kraftwerken auf die Gesamtstromerzeugung in der EU-27 in den Szenarien C50, EKE, C75 und EKE_32

energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen des Basisszenarios C75 sind diese Effekte auf die Gesamtstromerzeugung bei Verbesserung der CCS-Kraftwerksparemeter zu beobachten. Mit bis zu 90 TWh in 2050 fallen die zusätzlichen Stromerzeugungsmengen im Basisszenario C75 gegenüber der Variante EKE_32 leicht geringer aus, jedoch bei einem insgesamt höheren Niveau der Stromerzeugung im

Basisszenario C75. In den Basisszenarien C50 und EKE, in denen die Stromerzeugung in CCS-Kraftwerken in vergleichsweise geringem Umfang stattfindet, haben Veränderungen der CCS-Kraftwerksparameter kaum Einfluss auf die Gesamtstromerzeugung. Unter den Rahmenbedingungen des Basisszenarios EKE wird das im Vergleich zu den anderen Szenarien hohe Niveau der Stromnachfrage insbesondere durch die Möglichkeit der ausgeweiteten Kernenergiestromerzeugung beeinflusst und kann selbst bei günstigsten Kraftwerksparametern für CCS-Anlagen kaum gesteigert werden. Aus den Treibhausgasminderungsbedingungen des Basisszenarios C50 ergeben sich vergleichsweise niedrige Emissionszertifikatspreise. Diese haben zur Folge, dass Verbesserungen der CCS-Kraftwerksparameter im untersuchten Bereich nicht genügen, um die entsprechenden Strompreiseffekte hervorzurufen, die für einen verstärkten Wechsel zu Stromanwendungen bei den Endverbrauchern notwendig wären.

Im Vergleich der vier Szenarien stellt sich der niedrigste Anteil von CCS-Kraftwerken an der Nettostromerzeugung in 2050 bei einem moderaten EU-Treibhausgasminderungsziel von 50 % bis 2050 ggü. der Kyotobasis ein (vgl. C50 in Abbildung 5.22). Unter diesen klimapolitischen Rahmenbedingungen beträgt der CCS-Anteil bei hohen Wirkungsgradverlusten der CCS-Kraftwerke gegenüber den Technologien ohne CCS und hohen Investitionsmehrkosten weniger als 1 % in 2050 in der EU-27. Bei Steigerung der Wirkungsgrade und Senkung der Investitionskosten von CCS-Kraftwerken kann im günstigsten Fall mit 143 TWh in 2050 ein Marktanteil von knapp 5 % in der EU-27 erreicht werden (vgl. auch Tabelle 5.14). Im Vergleich der vier Szenarien stellen diese zusätzlichen Mengen von 129 TWh den geringsten Anstieg dar, der durch die Steigerung der CCS-Performance¹⁸ in 2050 erreicht werden kann. Dies ist den niedrigen Emissionszertifikatspreisen ($< 20 \text{ €}_{2007}/\text{t CO}_2$ bis 2040) und dem unterstellten Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien geschuldet, welche einem stärkeren Ausbau der CCS-basierten Stromerzeugung gegenüberstehen.

Unter den Bedingungen des Basisszenarios EKE mit einem EU-Treibhausgasminderungsziel von 75 % bis 2050 ggü. der Kyotobasis sowie einer verstärkten Nutzung der Kernenergie ergeben sich für den untersuchten Variationsbereich der CCS-Kraftwerksparameter Anteile von CCS-Kraftwerken an der Nettostromerzeugung in der EU-27 zwischen 2 und 4 % in 2030 und 7 und 10 % in 2050. Dies entspricht zusätzlichen Strommengen aus CCS-Kraftwerken von 64 TWh in 2030 und 149 TWh in 2050. Bei günstigsten CCS-Kraftwerksparametern würden dann in der EU-27 in 2050 419 TWh in CCS-Kraftwerken produziert werden.

Ein weitaus stärkerer Einfluss geht von der Variation der CCS-Kraftwerksparameter unter den energie- und klimapolitischen Rahmenannahmen des Basisszenarios C75 mit starken Treibhausgasminderungszielen (75 % bis 2050 ggü. der Kyotobasis), konservativeren Annahmen bezüglich der Kernenergienutzung (vgl. Tabelle 5.7 auf Seite 60) sowie einem forcierten Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien aus. Unter diesen Bedingungen kann der Marktanteil der CCS-Technologien in der EU-27 in 2030 von 5 % (144 TWh) bei hohen Investitionskosten und niedrigen Wirkungsgraden von CCS-Kraftwerken durch die Verminderung der Investitionskosten und Anhebung der Wirkungsgrade auf einen Anteil von 10 % (328 TWh) gesteigert werden, was einem Zuwachs um 184 TWh entspricht. In 2050 stellt sich in der EU-27 unter den Bedingungen des Basisszenarios C75 ein CCS-Anteil an der Nettostromerzeugung von 14 % (503 TWh) unter ungünstigen CCS-Parametern ein. Dieser kann durch die Senkung der Investitionsmehrkosten und die Begrenzung der Wirkungsgradverluste von CCS-Technologien gegenüber Kraftwerken ohne CCS auf 6 %-Punkte um 315 TWh auf

¹⁸ „Steigerung der CCS-Performance“ bedeutet in diesem Zusammenhang die Reduktion der Wirkungsgradverluste der CCS-Technologien ggü. den Kraftwerkstechnologien ohne CCS von 12 auf 6 %-Punkte sowie die Reduktion der Investitionskosten im untersuchten Wertebereich (vgl. auch Tabelle 2.2 auf Seite 24 bzw. Tabelle 5.13 auf Seite 88).

bis zu 22 % (818 TWh) gesteigert werden.

Unter den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen des Szenarios EKE_32 mit einem Kernenergieausstieg in den betreffenden europäischen Staaten und moderaten Annahmen hinsichtlich des Neubaus von Kernkraftwerken sowie reduzierten Vorgaben für den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, ermöglicht die Steigerung der CCS-Performance zusätzliche Strommengen aus CCS-Kraftwerken von 356 TWh in 2050 in der EU-27, wodurch sich der Anteil an der Stromerzeugung von 18 % (643 TWh) auf 27 % (999 TWh) in 2050 in der EU-27 erhöht. Damit stellen diese energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen unter den vier betrachteten Szenarien die günstigsten Verhältnisse für die Steigerung der CCS-Marktanteile durch Verbesserungen der CCS-Kraftwerksparameter dar.

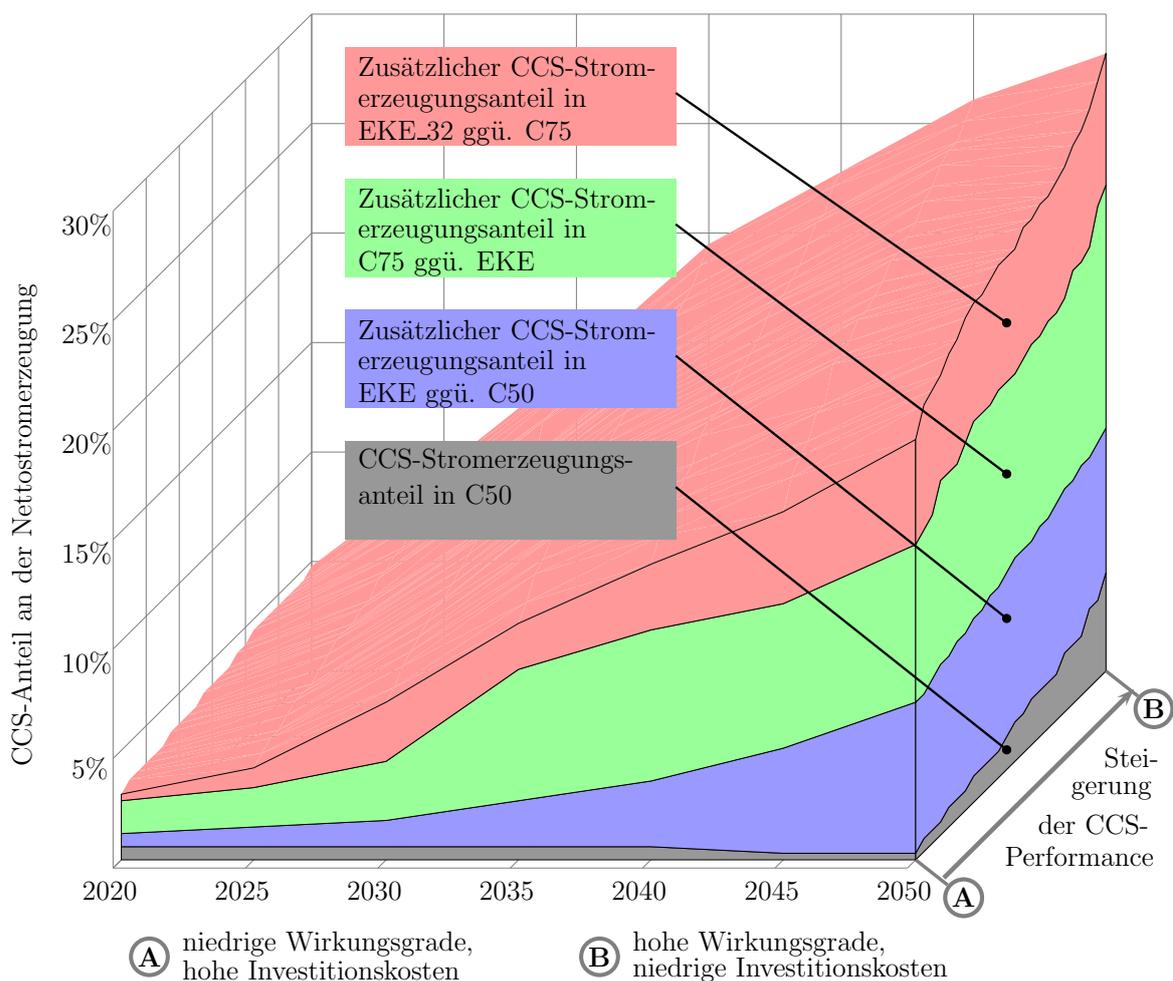


Abbildung 5.22: CCS-Anteil an der Nettostromerzeugung in der EU-27 in Abhängigkeit von der CCS-Performance in den Szenarien C50, EKE, C75 und EKE_32

Im Vergleich der Auswirkungen, welche von veränderten CCS-Kraftwerksparametern bzw. energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ausgehen, ist festzuhalten, dass die betrachteten energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen einen wesentlich stärkeren Einfluss auf die Marktanteile von CCS-Technologien ausüben als Änderungen bei den technischen bzw. ökonomischen Parameter von CCS-Kraftwerken. Für die Perspektiven von CCS-Kraftwerken im europäischen Elektrizitätsmarkt überwiegen demnach die Unsicherheiten hinsichtlich der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen für CCS-Technologien die technologischen Unsi-

cherheiten in Bezug auf die erreichbaren Investitionskosten und Wirkungsgrade. Gleichwohl bedeutet dies, dass es nur bedingt möglich ist, reduzierte Marktanteile aufgrund veränderter energie- und klimapolitischer Rahmenbedingungen durch Steigerungen der Wirkungsgrade und Reduktion der Investitionskosten von CCS-Technologien zu kompensieren. Weder unter den Bedingungen eines moderaten EU-Treibhausgasminderungszieles¹⁹ noch unter den Bedingungen einer europaweit verstärkten Nutzung der Kernenergie können selbst bei niedrigen Wirkungsgraden und Investitionsmehrkosten für CCS-Kraftwerke die Strommengen aus CCS-Kraftwerken erreicht werden, die sich bei den ungünstigsten CCS-Parametern unter einem starken EU-Treibhausgasminderungsziel sowie eher konservativen Annahmen hinsichtlich der Kernenergienutzung und einem forcierten Ausbau der erneuerbaren Energien einstellen. Der Vergleich der Ergebnisse der Variationen für die Szenarien C75 und EKE_32 für das Jahr 2050 verdeutlicht, dass die CCS-basierte Stromerzeugung unter den Bedingungen eines starken Ausbaus der erneuerbaren Energien bei sehr günstigen CCS-Parametern (C75) über den CCS-Strommengen bei hohen Investitionskosten und niedrigen Wirkungsgraden für CCS-Kraftwerke bei geringem Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EKE_32) liegen kann. Dies zeigt, dass unter einem starken EU-Klimaschutzregime und moderaten Annahmen zur Nutzung der Kernenergie durch die Anhebung der Wirkungsgrade und Reduktion der Investitionskosten reduzierte CCS-Marktanteile aufgrund einer stärkeren Einspeisung aus erneuerbaren Energien ausgeglichen werden können. Hierfür sind unter anderem auch preisbedingte Substitutionseffekte auf der Verbraucherseite und ein Anstieg der Stromnachfrage verantwortlich.

Zur Beantwortung der Frage, für welche Arten von CCS-Kraftwerken die stärksten Auswirkungen von Änderungen der CCS-Parameter ausgehen, ist in Tabelle 5.14 eine Übersicht der Stromerzeugung in CCS-Kraftwerken nach Brennstoffen, CO₂-Abscheiderate, KWK-Anwendung und Versorgungsart (öffentlich/industriell) gegeben. Der obere Teil der Tabelle enthält die Stromerzeugungsmengen aus CCS-Kraftwerken für den unteren Wertebereich der CCS-Parametervariation (hohe Investitionsmehrkosten und hohe Wirkungsgradverluste der CCS-Technologien ggü. der Referenztechnologie ohne CCS). Der untere Teil zeigt die maximalen zusätzlichen CCS-Strommengen, die durch die Reduktion der Investitionskosten und Wirkungsgradverluste von CCS-Kraftwerken im untersuchten Wertebereich erreichbar sind. Wie bereits die Analyse der Struktur der Strombereitstellung in den Basisszenarien gezeigt hat (vgl. Abschnitt 5.2.3), liegt das Niveau der Stromerzeugung in kohlegefeuerten CCS-Kraftwerken in der EU-27 über dem der Erdgas-CCS-Kraftwerke. Entsprechend zeigt die Variation der CCS-Kraftwerkparameter überwiegend stärkere Zuwächse bei der Stromerzeugung in Kohle-CCS-Kraftwerken im Vergleich zu Erdgasanlagen mit CCS. In Abhängigkeit von den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen nehmen die Strommengen aus Kohle-CCS-Kraftwerken in 2030 um 2 TWh (C50) bis 157 TWh (EKE_32) und in 2050 um 51 TWh (C50) bis 202 TWh (EKE_32) zu. Demgegenüber stehen maximale zusätzliche Strommengen aus Erdgas-CCS-Kraftwerken von 56 TWh (EKE_32) in 2030 und 155 TWh (EKE_32) in 2050. Vor allem unter den Bedingungen eines moderaten Treibhausgasminderungsziels (C50) ergeben sich ausschließlich Zuwächse bei der kohlebasierten Stromerzeugung in CCS-Kraftwerken durch die Reduktion der Investitionskosten und Steigerung der Wirkungsgrade. Unter den betrachteten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen wirken sich folglich die Unsicherheiten in Bezug auf CCS-Kraftwerkparameter eher auf die Perspektiven von Kohle-CCS-Technologien aus. Dies bedeutet auch, dass besonders Kohlekraftwerke mit CCS von Verbesserungen der Investitionskosten und Wirkungsgrade profitieren.

Eine Besonderheit ergibt sich für die Rahmenbedingungen des Basisszenarios EKE in 2050. In diesem Fall hat die verstärkte Nutzung der Kernenergie zur Folge, dass durch die

¹⁹ 50 % bis 2050 ggü. der Kyotobasis

Tabelle 5.14: Auswirkungen der Unsicherheiten hinsichtlich der CCS-Kraftwerkparameter auf die CCS-Stromerzeugung in der EU-27 in den Szenarien C50, EKE, C75 und EKE_32

Strommengen in TWh	2030				2050			
	C50	EKE	C75	EKE_32	C50	EKE	C75	EKE_32
CCS-Stromerzeugung bei hohen Investitionskosten und niedrigen Wirkungsgraden (unterer Bereich der Parametervariation)								
Insgesamt	18	55	144	225	14	270	503	643
davon								
Kohlen mit KWK	0	28	53	78	7	209	223	222
Kohlen ohne KWK	18	27	73	123	7	20	201	291
Erdgas mit KWK	0	0	0	0	0	40	62	103
Erdgas ohne KWK	0	0	18	25	0	1	18	27
bzw.								
Kohlen mit Abscheiderate 87 %	13	18	38	44	9	16	22	23
Kohlen mit Abscheiderate 96 %	5	37	89	157	6	212	402	490
Erdgas mit Abscheiderate 87 %	0	0	18	25	0	40	78	103
Erdgas mit Abscheiderate 96 %	0	0	0	0	0	1	2	27
bzw.								
Kohlen, öffentliche Versorgung	18	51	117	190	14	212	404	495
Kohlen, industrielle Eigenerzeugung	0	4	9	11	0	16	20	18
Erdgas, öffentliche Versorgung	0	0	18	25	0	13	31	43
Erdgas, industrielle Eigenerzeugung	0	0	0	0	0	28	48	88
Maximale zusätzliche CCS-Strommengen bei Steigerung der Wirkungsgrade und Reduktion der Investitionskosten im Variationsbereich								
Insgesamt	2	64	184	213	129	149	315	356
davon								
Kohlen mit KWK	1	43	108	125	79	28	68	89
Kohlen ohne KWK	1	2	52	32	50	23	119	112
Erdgas mit KWK	0	0	0	2	0	96	103	97
Erdgas ohne KWK	0	20	24	54	0	2	24	57
bzw.								
Kohlen mit Abscheiderate 87 %	2	33	123	149	124	18	115	127
Kohlen mit Abscheiderate 96 %	0	12	36	8	5	33	72	75
Erdgas mit Abscheiderate 87 %	0	20	24	56	0	96	118	129
Erdgas mit Abscheiderate 96 %	0	0	0	0	0	2	9	26
bzw.								
Kohlen, öffentliche Versorgung	1	37	155	154	113	47	187	189
Kohlen, industrielle Eigenerzeugung	1	8	4	3	16	4	1	12
Erdgas, öffentliche Versorgung	0	20	24	54	0	11	40	79
Erdgas, industrielle Eigenerzeugung	0	0	0	2	0	87	87	76

Senkung der Investitionskosten und Steigerung der Wirkungsgrade von CCS-Technologien die Stromerzeugung in Erdgas-CCS-Technologien doppelt so stark zunimmt (+98 TWh in 2050 in der EU-27) als die Erzeugung in Kohle-CCS-Kraftwerken (+ 51 TWh in 2050 in der EU-27). Dies ist dem Einsatz von Erdgas-CCS-Technologien zur industriellen Eigenproduktion mit Prozesswärmeauskopplung zuzuschreiben, welcher langfristig an Bedeutung gewinnt und im Vergleich zu Kohlekraftwerken der öffentlichen Erzeugung in geringerem Maß von den Entwicklungen der Kernenergienutzung und dem Ausbau der erneuerbaren Energien beeinflusst wird. CCS-Kraftwerkstechnologien auf Kohlebasis für die industrielle Eigenproduktion spielen aufgrund ihres begrenzten Einsatzbereiches eine untergeordnete Rolle, woraus sich für die Veränderungen der CCS-Parameter lediglich geringe absolute Änderungen bei der Stromerzeugung aus diesen Anlagen ergeben.

Der CO₂-Abscheiderate kommt bei Verschärfung der Treibhausgasbindungsverpflichtung eine wachsende Bedeutung zu. Die Stromerzeugung in Kohle-CCS-Kraftwerken mit

einer 96 %igen CO₂-Abscheiderate liegt in den Szenarien mit ambitionierten Treibhausgas-minderungszielen (C75, EKE und EKE_32) auch bei hohen Investitionskosten und niedrigen Wirkungsgraden über den Strommengen der Kohlekraftwerke mit einer 87 %igen CO₂-Abscheiderate. Dies zeigt, dass mittelfristig unter einem klimapolitischen Regime mit starken Treibhausgas-minderungszielen die Unsicherheiten hinsichtlich der Investitionskosten und Wirkungsgrade durch Erreichen einer hohen CO₂-Abtrennrates zumindest teilweise ausgeglichen werden können. Der Großteil der Strommengen aus CCS-Kraftwerken mit einer 96 %igen CO₂-Abscheiderate wird bei hohen Investitionskosten und niedrigen Wirkungsgraden in großen (Braun-)Kohlekraftwerksstandorten ohne gekoppelte Wärmeerzeugung produziert. Eine starke Ausweitung der Stromerzeugung an diesen Standorten stehen standortbedingte Begrenzungen gegenüber, so dass die Reduktion der Investitionskosten und die Steigerung der Wirkungsgrade an CCS-Kraftwerken in 2030 einen Zuwachs bei der Stromerzeugung in (Stein-)Kohle-CCS-Technologien mit KWK mit einer CO₂-Abscheiderate von 87 % um bis zu 125 TWh (EKE_32) in der EU-27 bewirkt. Dabei kommt der Effekt zum Tragen, dass durch die gekoppelte Stromerzeugung eine verbesserte Ressourcenausnutzung erreicht wird und KWK-Technologien mit CCS selbst bei einer niedrigen CO₂-Abscheiderate wettbewerbsfähig sind. Die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung stellt somit eine wichtige Option für CCS-Technologien mit einer geringeren CO₂-Abtrennrates dar, jedoch sind diese Technologien maßgeblich von den Unsicherheiten in Bezug auf Wirkungsgrade und Investitionskosten geprägt. Entsprechend zeigt die Variation der CCS-Kraftwerksparameter für Kohlekraftwerke für das Jahr 2030 deutlich stärkere Zuwächse für CCS-Kraftwerke mit einer 87 %igen CO₂-Abscheiderate gegenüber Kraftwerken mit einer 96 %igen CO₂-Abscheiderate sowie stärkere Zuwächse für KWK-Anlagen mit CCS.

Dieser Effekt, der sich aus unterschiedliche hohen Abtrennrates ergibt, ist für Erdgas-Kraftwerke in 2030 nicht zu beobachten, da EU-weit ausschließlich Technologien mit einer 87 %igen Abtrennrates eingesetzt werden. Dies ist auf die niedrigere CO₂-Intensität der Erdgasstromerzeugung zurückzuführen, woraus sich eine geringere Sensitivität der Abtrennrates in Bezug auf die Kosten der CO₂-Abtrennung ergibt. In den Szenarien mit einem ambitionierten Treibhausgasreduktionsziel zeigt die Variation der CCS-Kraftwerksparameter in 2030 vor allem Veränderungen bei der Erdgasstromerzeugung in der öffentlichen Versorgung in Anlagen ohne KWK, welche maximal um 54 TWh (EKE_32) in 2030 in der EU-27 anwachsen.

In den Szenarien C75 und EKE_32 gehen gegenüber dem Basisszenario EKE langfristig stärkere Zuwächse bei der Stromerzeugung in kohlegefeuerten CCS-Kraftwerken der öffentlichen Erzeugung von der Reduktion der Investitionskosten und der Steigerung der Wirkungsgrade aus. Dabei steigt die Stromproduktion in CCS-Kraftwerken ohne KWK etwas stärker an, als in CCS-Kraftwerken mit KWK, was auf eine stärkere Zunahme in europäischen Staaten mit vergleichsweise geringen Fernwärmepotenzialen (Italien und Spanien) zurückgeführt werden kann. Auch für Erdgaskraftwerke wirken sich veränderte CCS-Kraftwerksparameter unter den Rahmenbedingungen der Szenarien C75 und EKE_32 gegenüber denen des Basisszenarios EKE stärker auf die Stromerzeugung aus. Zusätzliche Strommengen in den Szenarien C75 und EKE_32 sind vor allem für Erdgas-CCS-Kraftwerke der öffentlichen Versorgung zu verzeichnen, wohingegen die Stromerzeugung der industriellen Eigenerzeuger auf dem Niveau des Szenarios EKE bleibt. Der Zuwachs der Stromerzeugung in Erdgas-CCS-Kraftwerken mit einer hohen Abscheiderate (96 %) fällt gegenüber Anlagen mit einer niedrigeren Abscheiderate (87 %) geringer aus. Dies ist sowohl auf die hohen zusätzlichen Investitionskosten (vgl. Oxy-fuel-Combustion in Tabelle 2.2 auf Seite 24) als auch den brennstoffbedingt geringen Anteil der Kosten für Emissionszertifikate an den gesamten Stromgestehungskosten zurückzuführen, so dass der Höhe der CO₂-Abscheiderate an Erdgaskraftwerken im Vergleich zu Kohlekraftwerken eine geringere Bedeutung zukommt.

Die zusätzlichen Strommengen aus CCS-Kraftwerken, welche sich aus der Reduktion der Investitionskosten und der Steigerung der Wirkungsgrade ergeben, rufen neben einem Anstieg der Stromnachfrage vor allem Substitutionseffekte innerhalb der Strombereitstellung hervor. Generell ist zu beobachten, dass bei Verbesserung der CCS-Kraftwerksparameter mittelfristig (2030) primär die Stromproduktion aus fossil befeuerten Kraftwerken ohne CCS substituiert wird und langfristig (2050) die Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien.

Unter den Rahmenbedingungen des Szenarios C75 werden in der EU-27 in 2030 durch die Steigerung der Wirkungsgrade und Senkung der Investitionskosten der CCS-Kraftwerke bis zu 95 TWh Strom aus Erdgaskraftwerken ohne CCS verdrängt (linke Grafik in Abbildung 5.23). Etwa die Hälfte der substituierten Erdgasstrommengen ist GuD-Kraftwerken ohne KWK zuzuschreiben und ca. ein Drittel entfällt auf Erdgas-Blockheizkraftwerke. Darüber hinaus kommt es in 2030 bei der Verbesserung der CCS-Kraftwerksparameter zu einem geringfügigen Anstieg der Stromerzeugung in Kohlekraftwerken ohne CO₂-Abtrennung, was die Folge einer verstärkten Auslastung von Kohlekraftwerken des Bestandes ist. Dies wird möglich, da durch die Zunahme der Stromerzeugung in CCS-Kraftwerken Emissionszertifikate frei werden, welche für die Verstromung in Kohlekraftwerken ohne CCS eingesetzt werden. Außerdem werden im Basisszenario C75 in der EU-27 in 2030 durch den Anstieg der Stromerzeugung in CCS-Kraftwerken bis zu 30 TWh Kernenergie und maximal 30 TWh Strom aus erneuerbaren Energien (davon 12 TWh Windenergie und 15 TWh Biomasse) verdrängt. Die Veränderung der Stromerzeugung aus Kernenergie ergibt sich nicht aus der direkten Substitution innerhalb eines europäischen Staates, sondern sie wird vielmehr durch Veränderungen beim Stromaußenhandel zwischen Regionen mit einem hohen Niveau der Kernenergienutzung (z. B. Frankreich) und angrenzenden Regionen mit guten Bedingungen für den Transport und die Speicherung des CO₂ (z. B. Deutschland) ausgelöst.

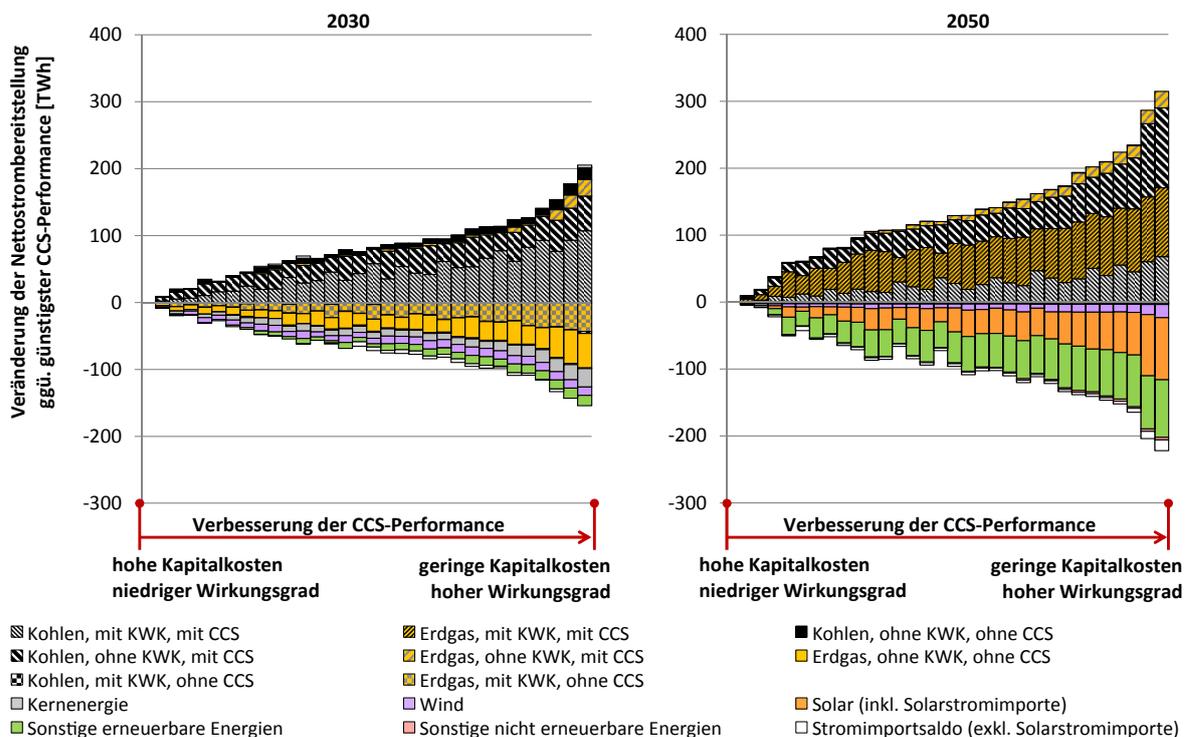


Abbildung 5.23: Substitutionseffekte im Stromsektor der EU-27 im Variationsbereich der CCS-Kraftwerksparameter in 2030 (links) und 2050 (rechts) im Basisszenario C75

Langfristig erfolgt die Verstromung von fossilen Brennstoffen unter einem Klimaschutzregime mit ambitionierten Treibhausgasminderungszielen nahezu ausschließlich in CCS-Kraftwerken, welche sich dann in Konkurrenz mit der Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien befinden. Die Substitutionseffekte von CCS-Kraftwerken und erneuerbaren Energien beziehen sich dabei auf die Strommengen aus erneuerbaren Ressourcen, welche über die Zielvorgaben (vgl. Tabelle 5.6 auf Seite 59) hinausgehen. Über die gesamte Variationsbandbreite der CCS-Parameter werden im Basisszenario C75 in der EU-27 bis zu 200 TWh (2050) Strom aus erneuerbaren Energien substituiert (rechte Grafik in Abbildung 5.23). Davon stammen 20 TWh aus Windkraftanlagen, 85 TWh aus sonstigen erneuerbaren Energien (Meeresenergie, Wasser, Geothermie und Biomasse) und 95 TWh aus Solarenergie bzw. Importen von Solarstrom aus Nordafrika. Gemäß der unterstellten Kostenstruktur für die Solarstromimporte aus Nordafrika (vgl. Tabelle 5.8 auf Seite 65) konkurriert die Stromerzeugung in CCS-Kraftwerken mit Solarstromimporten der zweiten und dritten Kostenstufe auf einem Niveau der Bereitstellungskosten zwischen 74 und 89 €₂₀₀₇/MWh.

Im Szenario EKE_32 treten sowohl mittel- als auch langfristig ähnliche Substitutionseffekte auf, wie im Basisszenario C75, allerdings auf leicht höherem Niveau. So werden in der EU-27 in 2030 bis zu 120 TWh Strom aus fossil befeuerten Kraftwerken ohne CCS (davon 110 TWh aus Erdgaskraftwerken), bis zu 30 TWh aus Windkraftanlagen und bis zu 35 TWh aus sonstigen erneuerbaren Energien bei Verbesserung der CCS-Kraftwerksparameter substituiert. In 2050 werden unter den Bedingungen des Szenarios EKE_32 bei Reduktion der Investitionskosten und Steigerung der Wirkungsgrade in der EU-27 maximal 35 TWh Windenergie, 50 TWh Solarstromimporte aus Nordafrika, 35 TWh Solarstromerzeugung innerhalb der EU und 80 TWh Strom aus sonstigen erneuerbaren Energien verdrängt. Im Vergleich zum Basisszenario C75 bewirkt der reduzierte Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Szenario EKE_32 eine veränderte Wettbewerbssituation für CCS-Technologien, welche sich an den länderspezifischen Gegebenheiten und Potenzialen für den Einsatz erneuerbarer Energien orientiert.

5.4.3 Effekte im Stromsektor auf regionaler Ebene

Die Wettbewerbssituation von CCS-Kraftwerken in den europäischen Staaten hängt neben den energiepolitischen Rahmenbedingungen auch von länderspezifischen Besonderheiten, wie der Existenz und dem Ausbaupotenzial von Fernwärmeinfrastrukturen und den damit verbundenen Einsatzmöglichkeiten für die kombinierte Strom- und Wärmeerzeugung, den Potenzialen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie den Möglichkeiten für CO₂-Transport und Lagerung ab. Entsprechend ergeben sich regional unterschiedliche Wettbewerbssituationen der CCS-Technologien mit Konkurrenztechnologien und damit unterschiedliche Substitutionseffekte bei Veränderungen der CCS-Kraftwerksparameter. Von den maximal 184 TWh zusätzlichen Strommengen aus CCS-Kraftwerken in der EU-27 in 2030, welche durch Reduktion der Investitionskosten und Steigerung der Wirkungsgrade im Basisszenario C75 erreichbar sind, stammen 46 TWh aus CCS-Kraftwerken in Italien²⁰, 41 TWh aus Großbritannien/Irland, 33 TWh aus Osteuropa und 26 TWh aus Deutschland (Abbildung 5.24 und Tabelle 5.15).

In Italien nimmt dabei die Stromerzeugung in Kohle-CCS-Kraftwerken um 25 TWh und in Erdgas-CCS-Kraftwerken um 21 TWh in 2030 zu, wodurch die Stromerzeugung in Erdgaskraftwerken ohne CO₂-Abtrennung (19 TWh mit KWK und 27 TWh ohne KWK) ersetzt

²⁰ Italien ist in der Region „Alpenländer, Italien, Slowenien“ das einzige Land mit Stromerzeugung in CCS-Technologien im Basisszenario C75.

CCS-Kraftwerken der restlichen europäischen Staaten beläuft sich auf 55 TWh in 2050 im Basisszenario C75.

In Deutschland findet auch bei hohen Investitionskosten und niedrigen Wirkungsgraden von CCS-Kraftwerken eine starke Nutzung der braunkohlebasierten CCS-Stromerzeugung mit 130 TWh in 2050 statt. Dieses hohe Niveau der Braunkohleverstromung kann durch eine Verbesserung der CCS-Kraftwerkparameter nur leicht auf 147 TWh in 2050 ausgebaut werden, da standortseitig und hinsichtlich der jährlichen Braunkohlefördermenge Beschränkungen unterstellt sind. Der größte Zuwachs bei Reduktion der Investitionskosten und Steigerung der Wirkungsgrade von CCS-Kraftwerken ist in Deutschland in 2050 für Steinkohle-CCS-Kraftwerke mit einer hohen CO₂-Abscheiderate (96 %) mit zusätzlichen 54 TWh zu verzeichnen. Die Stromerzeugung in Erdgaskraftwerken mit CCS nimmt in Deutschland in 2050 um 13 TWh zu und ist fast ausschließlich der industriellen Eigenerzeugung mit KWK zuzuschreiben. Die zusätzlichen Strommengen aus CCS-Kraftwerken in Deutschland in 2050 vermindern die Nettostromimporte aus den Nachbarländern um knapp 45 TWh. So werden in Deutschland in 2050 die Nettoimporte aus der Tschechischen Republik um 10 TWh und aus Frankreich um 5 TWh reduziert sowie bis zu 20 TWh zusätzlich über Österreich und die Schweiz nach Italien netto exportiert. Außerdem haben die zusätzlichen Strommengen aus CCS-Kraftwerken in Deutschland in 2050 eine Verdrängung von knapp 30 TWh Solarstromimporten aus Nordafrika zur Folge.

In Italien profitieren vor allem CCS-Kraftwerke auf Erdgasbasis mit zusätzlichen 35 TWh in 2050 von einer Verbesserung der CCS-Kraftwerkparameter. Dem gegenüber steht die Reduktion der Strombereitstellung aus Biomasse und Windenergie sowie ebenfalls der Solarstromimporte aus Nordafrika. Darüber hinaus nimmt die Stromnachfrage um 16 TWh in 2050 zu. In Großbritannien und Irland wird durch die gesteigerte Stromproduktion in CCS-Kraftwerken (ca. 35 TWh Steinkohle und ca. 15 TWh Erdgas) in 2050 primär die Stromerzeugung aus Meeresenergie (30 TWh) und aus Windenergie (knapp 10 TWh) substituiert sowie ein Anstieg des Stromverbrauchs um 17 TWh hervorgerufen. In den Benelux-Staaten und in den osteuropäischen Staaten dominieren nachfrageseitige Substitutionseffekte sowie Veränderungen beim Stromaußenhandel, wobei strukturbedingt in den Benelux-Staaten tendenziell Erdgas-CCS-Kraftwerke von einer Verbesserung der Investitionskosten und Wirkungsgrade profitieren und in Osteuropa eher kohlegefeuerte CCS-Kraftwerke.

Hinsichtlich der regionalen Effekte bei der Stromversorgung bei veränderten CCS-Kraftwerkparametern ergeben sich leichte Unterschiede unter den Rahmenbedingungen des Szenarios EKE_32 gegenüber dem Basisszenario C75, welche dem reduzierten Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Szenario EKE_32 geschuldet sind. Generell ist im Szenario EKE_32 für das Jahr 2030 eine stärkere Substitution der Nettostromimporte durch zusätzliche Strommengen aus CCS-Kraftwerken zu beobachten, was insbesondere für Regionen mit einer erdgaslastigeren Erzeugungsstruktur (Benelux-Staaten und Italien) zutrifft. In Regionen mit einem hohen Anteil von Kohle-CCS-Kraftwerken (Deutschland und Großbritannien) ist unter den Rahmenbedingungen des Szenarios EKE_32 gegenüber denen des Basisszenarios C75 eine verstärkte Verdrängung der fossil basierten Stromerzeugung ohne CO₂-Abtrennung zu beobachten. Demnach konkurriert die CCS-basierte Stromerzeugung in Erdgaskraftwerken tendenziell eher mit Stromimporten, welche einer CO₂-armen Stromerzeugung im Ausland entstammen und die Stromerzeugung in Kohle-CCS-Kraftwerken primär mit der inländischen CO₂-armen Stromerzeugung. In 2050 sind im Szenario EKE_32 gegenüber dem Basisszenario C75 hauptsächlich stärkere Effekte bei der Stromnachfrage in Deutschland (+ 32 TWh), Osteuropa (+ 17 TWh) und den Benelux-Staaten (+ 17 TWh) bei Verbesserung der CCS-Kraftwerkparameter zu beobachten. Eine verstärkte Substitution der

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch zusätzliche Strommengen aus CCS-Kraftwerken tritt im Szenario EKE_32 gegenüber dem Basisszenario C75 vor allem in den Staaten der Mittelmeerregion auf, in denen insbesondere Erdgas-CCS-Kraftwerke mit der solarthermischen Stromerzeugung und der Windstromerzeugung an windschwachen Onshore-Standorten in Konkurrenz stehen.

Die regionale Analyse der Substitutionseffekte bei Reduktion der Investitionskosten und Steigerung der Wirkungsgrade von CCS-Kraftwerken zeigt generell, dass vor allem die europäischen Staaten mit geeigneten Kohlekraftwerksstandorten und günstigen Potenzialen für den CO₂-Transport und Speicherung zusätzliche Strommengen in CCS-Kraftwerken erzeugen können und dadurch die Stromimportabhängigkeit reduziert und der gesamte inländische Stromabsatz gesteigert werden kann.

5.4.4 Anforderungsprofil für CCS-Kraftwerkstechnologien

Es soll nun die Frage beantwortet werden, welcher Einfluss der Variation der Investitionskosten zuzuschreiben ist und welche Auswirkungen von den Veränderungen der Wirkungsgrade ausgehen. Die Diskussion erfolgt primär anhand der Ergebnisse der CCS-Parametervariation für das Basisszenario C75. Die Wirkungsgrad- und Investitionskosteneffekte für das Szenario EKE_32 ähneln zum Großteil denen des Basisszenarios C75, so dass auf diese Ergebnisse nicht detailliert eingegangen wird, sondern auf Tabelle E.1 in Anhang E auf Seite XXXIII verwiesen sei.

Die zusätzlichen Strommengen aus CCS-Kraftwerken in der EU-27 im Basisszenario C75 in Höhe von 184 TWh in 2030 und 315 TWh in 2050 sind erreichbar, wenn sowohl die Investitionskosten von CCS-Kraftwerken reduziert als auch deren Wirkungsgrade gesteigert werden. Durch die Reduktion der Wirkungsgradverluste gegenüber Technologien ohne CCS von 12 auf 6 %-Punkte können maximal zusätzlich 106 TWh²¹ in 2030 und 194 TWh in 2050 in der EU-27 in Basisszenario C75 erzeugt werden (Abbildung 5.25). Durch eine alleinige Verminderung der Investitionskosten im untersuchten Bereich sind maximal 125 TWh in 2030 und 185 TWh in 2050 zusätzlich aus CCS-Kraftwerken in der EU-27 zu erzeugen. Die Unsicherheiten in Bezug auf die Investitionskosten von CCS-Kraftwerken wirken sich demnach etwas stärker aus, als die Unsicherheiten hinsichtlich der Wirkungsgrade. Besonders für die mittelfristige Steigerung der Marktanteile von CCS-Kraftwerken bedeutet dies, dass den Investitionskosten eine größere Rolle zukommt, als die Verbesserung der Wirkungsgrade. Langfristig nimmt die Bedeutung von Wirkungsgradsteigerungen zu. Der Grund hierfür liegt in der zunehmenden Verschärfung der Treibhausgasbindungsverpflichtung mit einer Reduktion gegenüber der Kyotobasis von 30 % in 2020 bis auf 75 % bis 2050. Daraus resultiert ein stark ansteigender Emissionszertifikatspreis (vgl. Abbildung 5.10 auf Seite 74). Dies hat für den Einsatz von CCS-Kraftwerken zur Folge, dass mittelfristig tendenziell Kraftwerke mit geringeren Investitions- und Betriebskosten aber mit vergleichsweise hohen restlichen CO₂-Emissionen eingesetzt werden, wie Kohlekraftwerke mit niedrigeren CO₂-Abscheideraten. Langfristig wird die Wettbewerbsfähigkeit von CCS-Kraftwerken zunehmend durch die verbleibenden CO₂-Emissionen bestimmt, die bei erdgasgefeuerten CCS-Kraftwerken und Kohlekraftwerken mit hohen CO₂-Abscheideraten am niedrigsten sind.

Mittelfristig wirken sich insbesondere Investitionskostenreduktionen an Kohle-CCS-Kraftwerken mit einer niedrigeren Abscheiderate (87 %) positiv aus und ermöglichen zusätzli-

²¹ Die zusätzlichen Strommengen von Kohlekraftwerken mit einer 87 %-igen CO₂-Abscheiderate liegen leicht über den gesamten zusätzlichen Strommengen aus CCS-Kraftwerken auf Kohlebasis, was auf die Substitution von Kohlekraftwerken mit einer 96 %-igen CO₂-Abscheiderate zurückzuführen ist.

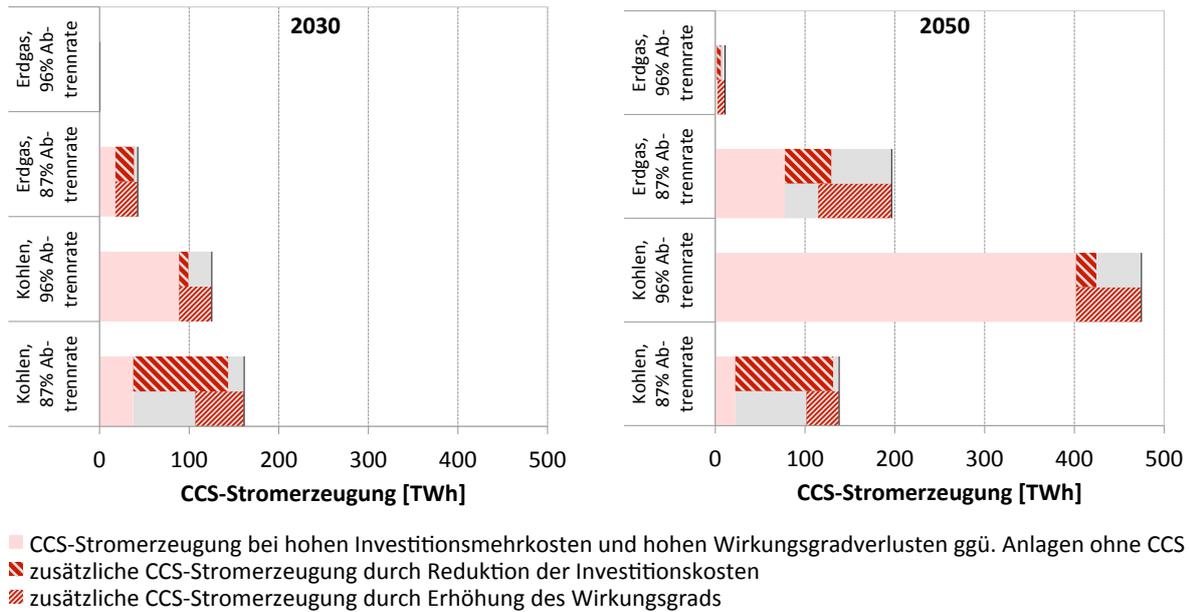


Abbildung 5.25: Einfluss der Änderungen der Wirkungsgrade und der Investitionskosten auf die CCS-Stromerzeugung in der EU-27 in 2030 (links) und 2050 (rechts) im Basisszenario C75 nach Anlagentypen mit unterschiedlichen CO₂-Abtrennraten

che Strommengen von 106 TWh in 2030 in der EU-27. Erdgas-CCS-Kraftwerke kommen in 2030 nur in geringem Umfang zum Einsatz, wobei auch durch die Steigerung der Wirkungsgrade bzw. Reduktion der Investitionskosten nur geringe zusätzliche Strommengen erreicht werden können. Kohlekraftwerke mit einer hohen CO₂-Abscheiderate (96 %) haben auch bei hohen Investitionskosten und niedrigen Wirkungsgraden (75 % Mehrkosten ggü. 700°C-Dampfkraftwerk und 12 %-Punkte Wirkungsgradverlust) bereits in 2030 mit knapp 90 TWh einen großen Marktanteil in der EU-27. Hierbei kommt der Effekt zum Tragen, dass es unter dem Gesichtspunkt der Kostenoptimierung bei perfekter Voraussicht auf zukünftige Marktentwicklungen vorteilhaft ist, frühzeitig in die Technologie zu investieren, die über den gesamten Zeitraum die geringsten Kosten verursacht. Die langfristig hohen Emissionszertifikatspreise sind entsprechend der Treiber für die frühzeitige Investition in CCS-Kraftwerke mit einer hohen CO₂-Abscheiderate. Mehr als zwei Drittel (> 65 TWh) der EU-27 Stromerzeugung in Kohle-CCS-Kraftwerken mit hoher Abscheiderate kommt in 2030 aus Braunkohlekraftwerken. Durch die Reduktion der Wirkungsgradverluste auf 6 %-Punkte ggü. der Technologie ohne CCS können in der EU-27 in 2030 zusätzlich maximal 36 TWh in Kohle-CCS-Kraftwerken mit einer hohen Abscheiderate erzeugt werden. Bei einer Reduktion der Investitionsmehrkosten auf 40 % ggü. dem 700°C-Dampfkraftwerk ohne CCS steigen die Strommengen aus Kohle-CCS-Kraftwerken in der EU-27 nur um maximal 11 TWh in 2030.

Bis 2050 nimmt die Stromerzeugung in Kohle-CCS-Kraftwerken mit einer hohen Abscheiderate stark zu und erreicht im untersuchten Parameterbereich 400 bis 470 TWh in 2050 in der EU-27 (Abbildung 5.25). Die zusätzlichen 70 TWh sind vor allem den Wirkungsgradverbesserungen zuzuschreiben, wohingegen die Reduktion der Investitionskosten lediglich zu einem Anstieg von 23 TWh führt. Bei kohlegefeuerten CCS-Technologien mit einer niedrigeren Abscheiderate (87 %) steigt die Stromproduktion in der EU-27 in 2050 um 115 TWh bei Verbesserung der CCS-Performance. Auf Investitionskosteneffekte können 110 TWh zurückgeführt werden und auf Wirkungsgradeffekte maximal 36 TWh. Der vergleichsweise geringe Einfluss der Wirkungsgradverbesserungen ist dadurch bedingt, dass die Stromerzeugung in Steinkohle-CCS-Kraftwerken zu 70 bis 90 % in KWK-Anlagen erfolgt. Da Kraftwerke mit KWK durch

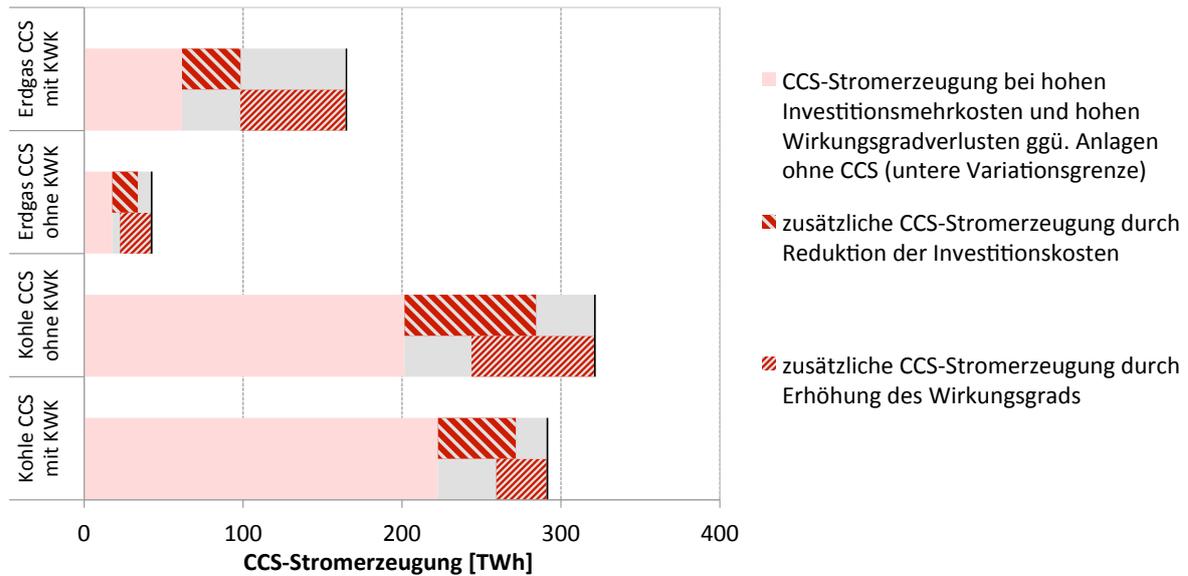


Abbildung 5.26: Einfluss der Änderungen der Wirkungsgrade und der Investitionskosten auf die CCS-Stromerzeugung nach Brennstoffen und Anlagentypen (KWK und nicht-KWK) in der EU-27 in 2050 im Basisszenario C75

eine hohe Brennstoffausnutzung gekennzeichnet sind, spielen Wirkungsgradverbesserungen eine geringere Rolle im Vergleich zu Kraftwerken ohne Wärmeauskopplung. Folglich können Verbesserungen der Marktstellung von CCS-Kraftwerken mit KWK vielmehr durch Reduktion der Investitionskosten erreicht werden, anstatt durch eine Steigerung der Wirkungsgrade (Abbildung 5.26). Bedingt durch die Verschärfung des Treibhausgasminderungsziels nimmt langfristig die Bedeutung von Erdgas-KWK-Anlagen mit CO_2 -Abtrennung zu. In der EU-27 werden in 2050 bei Investitionsmehrkosten von 85 % ggü. der GuD-Technologie ohne CCS und Wirkungsgradverlusten von 12 %-Punkten 62 TWh in Erdgas-KWK-Anlagen mit CCS erzeugt. Diese Strommengen können durch die Steigerung der Wirkungsgrade um 6 %-Punkte zusätzlich maximal 66 TWh gesteigert werden und bei Reduktion der Investitionsmehrkosten auf 30 % ggü. der GuD-Technologie ohne CCS um maximal 37 TWh. Somit kann die Stromerzeugung in Erdgas-CCS-Kraftwerken mit KWK mit zusätzlichen 103 TWh in 2050 in der EU-27 mehr als verdoppelt werden.

Inwieweit sich durch die Reduktion der Investitionskosten bzw. Erhöhung der Wirkungsgrade von CCS-Kraftwerken zusätzliche Strommengen und damit Marktanteile erreichen lassen, ist von länderspezifischen Besonderheiten bei der Strombereitstellung und bei der CO_2 -Lagerung sowie von der Verfügbarkeit alternativer Treibhausgasminderungsoptionen abhängig, so dass Substitutionseffekte im nationalen Kontext betrachtet werden sollten. Für drei ausgewählte Regionen seien im Nachfolgenden wesentliche Substitutionseffekte bei der Reduktion der Investitionskosten und Steigerung der Wirkungsgrade von CCS-Kraftwerken beschrieben. Im Fokus stehen dabei die mittelfristigen Effekte für CCS-Kohlekraftwerke mit KWK, welche am Beispiel der Region Großbritannien/Irland erläutert werden und langfristige Effekte für Kohle-CCS-Kraftwerke mit einer hohen CO_2 -Abtrennrates am Beispiel Deutschlands sowie die langfristigen Auswirkungen auf die CCS-Stromerzeugung auf Erdgasbasis am Beispiel Italiens.

Für Großbritannien und Irland ergeben sich durch die Variation der Wirkungsgrade und Investitionskosten Veränderungen bei der Stromerzeugung in CCS-Kraftwerken zwischen 32 und 73 TWh in 2030, was einem Anteil an der Gesamtstromerzeugung von 7 bis 17 % entspricht. 45 bis 65 % (14 bis 52 TWh) der Stromerzeugung in CCS-Kraftwerken in 2030 basieren

auf der Verwendung von Steinkohle, wobei der Großteil (6 bis 35 TWh) in KWK-Anlagen mit einer niedrigen Abscheiderate (87 %) erzeugt wird (Abbildung 5.27). Die Abbildung zeigt, dass sich durch die Steigerung der Wirkungsgrade in diesen Anlagen um 6 %-Punkte maximal 14 TWh zusätzlich in diesen CCS-Kraftwerken in 2030 erzeugen lassen und die Reduktion der Investitionsmehrkosten von 60 % auf 20 % gegenüber der vergleichbaren Technologie ohne CCS bis zu 24 TWh zusätzlich in 2030 ermöglicht. Dies entspricht einem Zuwachs an der Gesamtstromerzeugung von 3 %-Punkten für die Steigerung der Wirkungsgrade und 6 %-Punkten für die Reduktion der Investitionskosten. Durch die Verminderung der Investitionskosten für CCS-Kraftwerke werden vor allem die Stromproduktion in Erdgas-GuD-Kraftwerken (bis zu 23 TWh in 2030) und aus Windkraftanlagen (bis zu 4 TWh in 2030) sowie die Nettostromimporte aus den Niederlanden substituiert.

Insbesondere bei niedrigen Wirkungsgradverlusten von 6 %-Punkten gegenüber der Technologie ohne CCS ist bei der Reduktion der Investitionsmehrkosten von 60 % auf 54 % ein starker Anstieg der Stromproduktion in CCS-Kraftwerken mit KWK mit niedriger Abscheiderate in 2030 zu beobachten (vgl. Markierung A in Abbildung 5.27). Neben der Verdrängung von Strom aus Erdgas-GuD-Kraftwerken ohne CCS spielt hierbei auch die Substitution von Strom aus Steinkohle-CCS-Kraftwerken mit KWK und einer hohen Abscheiderate (96 %) eine Rolle. Dieser sprunghafte Anstieg verlagert sich bei höheren Wirkungsgradverlusten von 8 %-Punkten gegenüber der Technologie ohne CCS in den Bereich niedrigerer Investitionsmehrkosten von 54 bis 48 %.

Bei sehr niedrigen Investitionskosten (20 % Mehrkosten ggü. Kraftwerken ohne CCS) führt die Reduktion der Wirkungsgradverluste von 8 auf 6 %-Punkte kaum zu einer Steigerung der Stromproduktion in Kohle-CCS-Kraftwerken mit KWK und einer niedrigen CO₂-Abtrennrates (vgl. Markierung B in Abbildung 5.27). Dies ist auf die begrenzten Potenziale für die Anwendung von KWK-Technologien zurückzuführen, was zur Folge hat, dass die Senkung der Wirkungsgradverluste von 8 auf 6 %-Punkte im Bereich niedriger Investitionskosten einen Anstieg der Stromerzeugung in CCS-Kraftwerken ohne KWK (+8 TWh) bewirkt.

In Deutschland sind kohlegefeuerte CCS-Kraftwerke mit einer hohen CO₂-Abscheiderate (96 %) die CCS-Technologiegruppe mit dem höchsten Marktanteil in 2050. Bei Investitionsmehrkosten von 75 % gegenüber einem Dampfkraftwerk mit 700°C-Technologie ohne CO₂-Abtrennung und einem Wirkungsgradverlust von 12 %-Punkten werden in diesen CCS-Kraftwerken 150 TWh in 2050 in Deutschland erzeugt (Abbildung 5.28). 130 TWh entfallen dabei auf den Einsatz von Braunkohle und 20 TWh auf Steinkohle. Es zeigt sich, dass Braunkohle-CCS-Kraftwerke in Deutschland in 2050 auch bei vergleichsweise hohen Investitionskosten ein hohes Erzeugungsniveau mit 22 % Anteil an der Nettostromerzeugung erreichen. Bei konstanten Investitionskosten kann durch eine Steigerung der Wirkungsgrade um 6 %-Punkte die Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken um ca. 20 TWh gesteigert

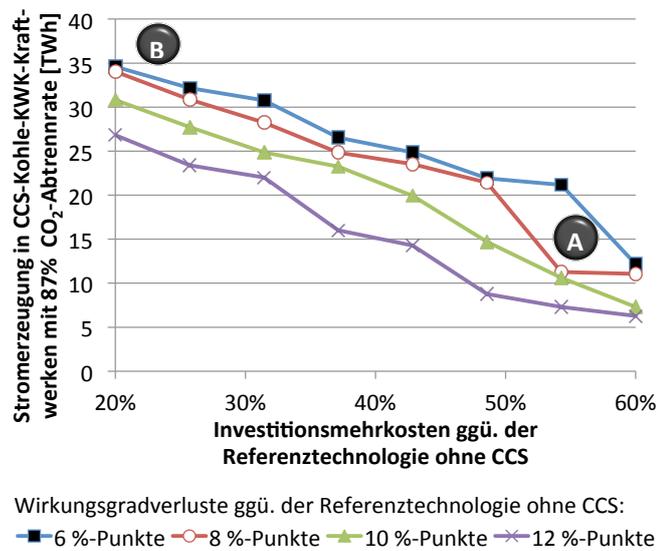


Abbildung 5.27: Einfluss der Variation der Investitionskosten und Wirkungsgrade von Kohle-KWK-Kraftwerken mit 87%iger CO₂-Abscheiderate in Großbritannien und Irland in 2030 im Basisszenario C75

werden (Markierung A in Abbildung 5.28). Diese Steigerung der Produktion ist auf die effizientere Brennstoffumwandlung bei gleichbleibendem Brennstoffeinsatz zurückzuführen. Durch diese zusätzlichen Strommengen werden vornehmlich die Nettostromimporte aus den deutschen Nachbarländern Österreich, Schweiz und der Tschechischen Republik substituiert. Insgesamt erreichen Braun- und Steinkohlekraftwerke mit einer hohen CO₂-Abtrennrage in Deutschland in 2050 ein Erzeugungsniveau von 170 TWh bei hohen Investitionskosten (+75 % Mehrkosten ggü. der Referenztechnologie ohne CCS) und geringen Wirkungsgradverlusten (-6 %-Punkte ggü. der Referenztechnologie ohne CCS). Dieses Erzeugungsniveau kann durch die weitere Reduktion der Investitionskosten auf 50 % Mehrkosten gegenüber der Technologie ohne CCS leicht auf 180 TWh ausgebaut werden, wobei vor allem die Produktion in steinkohlegefeuerten Anlagen zunimmt (+15 TWh). Der Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken stehen ressourcenseitige Beschränkungen gegenüber, so dass durch eine Reduktion der Investitionskosten kaum Steigerungen der Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken hervorgerufen werden.

Bei einer weiteren Verringerung der Investitionskosten von 50 % auf 40 % der Mehrkosten gegenüber den Referenztechnologien, was Investitionskosten von 2.460 €₂₀₀₇/kW für Braunkohle-CCS-Technologien und 2.180 €₂₀₀₇/kW für Steinkohle-CCS-Technologien entspricht, steigen die Strommengen aus CCS-Kohlekraftwerken mit einer 96 %igen Abscheiderate um weitere 32 TWh auf 215 TWh in 2050 an (Markierung B in Abbildung 5.28). Durch diesen Anstieg nimmt der Anteil kohlegefeuerter CCS-Kraftwerke in Deutschland von 31 % auf 36 % in 2050 zu. Der Zuwachs ist dabei auf die Verdrängung von Solarstromimporten aus Nordafrika durch Steinkohle-CCS-Kraftwerke mit hoher Abscheiderate zurückzuführen, die unter diesen Kosten- und Wirkungsgradbedingungen zu Gestehungskosten von ca. 70 €₂₀₀₇/MWh produzieren können. Bei Wirkungsgradverlusten gegenüber der Technologie ohne CCS von 8 %-Punkten und mehr ist dieser Substitutionseffekt nicht zu beobachten und die Stromerzeugung in Kohle-CCS-Kraftwerken mit einer Abscheiderate von 96 % erreichen auch bei geringen Investitionsmehrkosten eine Stromerzeugung zwischen 180 und 190 TWh in 2050 (Markierung C in Abbildung 5.28).

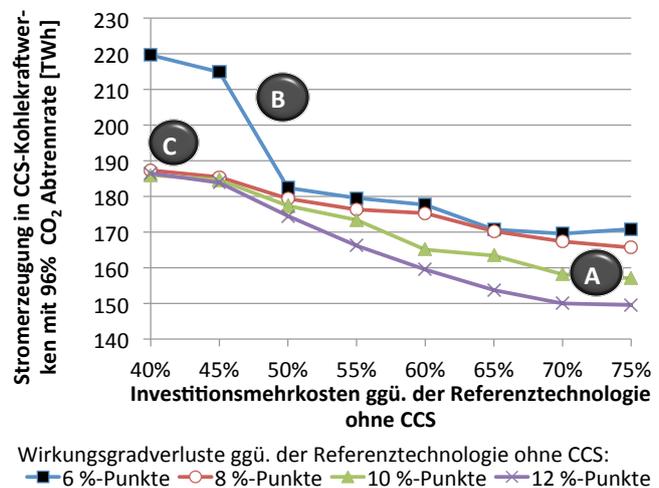


Abbildung 5.28: Einfluss der Variation der Investitionskosten und Wirkungsgrade auf die Stromerzeugung in Kohle-CCS-Kraftwerken mit 96 %iger CO₂-Abscheiderate in Deutschland in 2050 im Basisszenario C75

In Italien zeigt die Variation der CCS-Parameter eine Veränderung der Stromerzeugung in CCS-Kraftwerken um 49 TWh in 2050 (vgl. Tabelle 5.15). Etwa 70 % dieser zusätzlichen Mengen werden in Erdgas-CCS-Kraftwerken erzeugt. Bei hohen Investitionskosten (+ 80 % gegenüber der Technologie ohne CCS) bewirkt die Wirkungsgradsteigerung um 4 %-Punkte vor allem ein Anstieg der Stromerzeugung in industriellen Erdgas-CCS-Kraftwerken mit KWK (+ 10 TWh), begleitet von einem Anstieg der Gesamtstromnachfrage des Industriesektors und einer Reduktion des Strombezugs aus dem öffentlichen Netz (Markierung A in Abbildung 5.29). Eine weitere Steigerung der Wirkungsgrade um 2 %-Punkte führt kaum zu zusätzlichen Strommengen in Erdgas-CCS-Kraftwerken.

Von der Senkung der Investitionskosten geht besonders bei hohen Wirkungsgraden ein starker Effekt auf die Stromerzeugung in Erdgas-CCS-Kraftwerken aus. Bei Wirkungsgradverlusten von 6 %-Punkten gegenüber den Technologien ohne CCS können in Italien durch die Reduktion der Investitionsmehrkosten von 80 % auf 30 % gegenüber den Technologien ohne CCS in 2050 bis zu 24 TWh zusätzlich in Erdgas-CCS-Kraftwerken erzeugt werden (Markierung B in Abbildung 5.29). 18 TWh entfallen dabei auf CCS-Kraftwerke der öffentlichen Erzeugung, primär ohne Wärmeauskopplung und 6 TWh auf industrielle Erdgas-CCS-Kraftwerke mit KWK. Der Strombezug der Industrie aus dem Netz der öffentlichen Versorgung sowie die sonstige industrielle Eigenerzeugung bleiben dabei nahezu konstant, so dass die zusätzlichen Strommengen der industriellen Eigenerzeugung auf Substitutionen bei den Energieanwendungen in der Industrie und eine Zunahme des Stromverbrauchs zurückgeführt werden können. Den zusätzlichen Strommengen aus Erdgas-CCS-Kraftwerken der öffentlichen Erzeugung (18 TWh) stehen reduzierte Strommengen aus Windenergie und Biomasse sowie geringere Solarstromimporte aus Nordafrika gegenüber. Diese Substitutionseffekte sind auf einem Niveau der Stromgestehungskosten von etwa 85 €₂₀₀₇/MWh zu beobachten. Im Fall geringerer Wirkungsgrade wirkt sich die Senkung der Investitionskosten vergleichsweise gering auf die Stromerzeugung in Erdgas-CCS-Kraftwerken aus. Bei Wirkungsgradeinbußen von Erdgas-CCS-Technologien gegenüber Erdgaskraftwerken ohne CO₂-Abtrennung von mehr als 8 %-Punkten können bei Reduktion der Investitionskosten maximal 10 TWh in 2050 mehr aus Erdgas-CCS-Kraftwerken in Italien erzeugt werden (Markierung C).

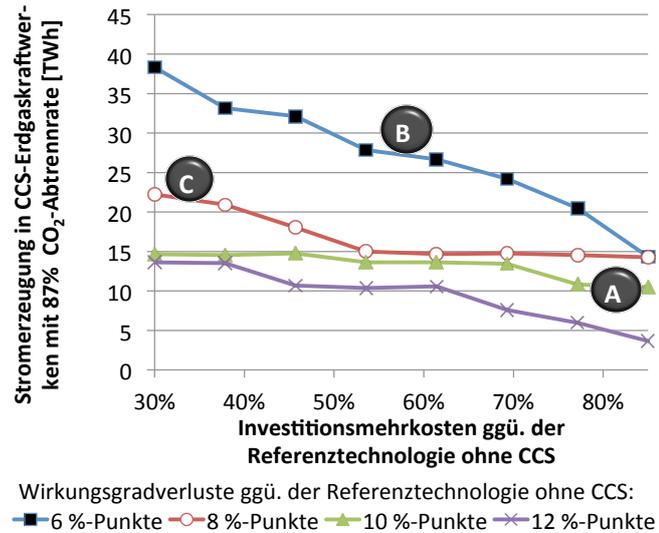


Abbildung 5.29: Einfluss der Variation der Investitionskosten und Wirkungsgrade auf die Stromerzeugung in Erdgas-CCS-Kraftwerken mit 87%iger CO₂-Abscheiderate in Italien in 2050 im Basisszenario C75

5.5 Fazit - Perspektiven von CCS-Kraftwerken in Europa

Die modellgestützte Untersuchung der energie- und klimapolitischen Einflussgrößen hat gezeigt, dass sich sowohl die Vorgaben zur Reduktion der Treibhausgase in Europa als auch die energiepolitischen Entscheidungen hinsichtlich der Nutzung der Kernenergie in besonderem Maße auf die Stromerzeugung in Kraftwerken mit CO₂-Abtrennung auswirken (Abbildung 5.30). Unter einer EU-Klimapolitik mit moderaten Treibhausgasminderungszielen von 20 % bis 2020 und 50 % bis 2050 ggü. der Kyotobasis stellen sich geringe Emissionszertifikatspreise und damit ein niedriges Niveau der Stromerzeugung mit CO₂-Abtrennung ein (maximal 90 TWh in 2050). Bei Verschärfung der EU-weiten Klimaziele nimmt der Druck zur Reduktion der Treibhausgase in allen Bereichen des europäischen Energiesystems zu, begleitet von einem starken Anstieg des Emissionszertifikatspreises (ca. 300 €₂₀₀₇/t CO₂ in 2050 bei einer EU-weiten Treibhausgasminderung um 75 % ggü. der Kyotobasis). Aufgrund der vergleichsweise kostengünstigen Treibhausgasminderungsoptionen im Umwandlungssektor werden die Treibhausgase in diesem Sektor und insbesondere im Bereich der Stromerzeugung im Vergleich zu den Nachfragesektoren überproportional reduziert. Die gesamte Stromnachfrage steigt dabei

langfristig bei zunehmender THG-Reduktionsverpflichtung um bis zu 140 TWh an, da vermehrt fossil basierte Technologien zur Nutzenergiebereitstellung durch Stromanwendungen substituiert werden. CCS-Technologien können maßgeblich zur Deckung des Nachfragewachstums aber auch zur Substitution der fossil basierten Stromerzeugung ohne CO₂-Abtrennung beitragen. Unter den Rahmenbedingungen eines forcierten Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und der Fortführung der gegenwärtig bestehenden Politiken zur Nutzung der Kernenergie in den europäischen Staaten führt die Verschärfung des EU-Treibhausgasminderungsziels auf bis zu 85 % bis 2050 ggü. der Kyotobasis zu einer Ausweitung der Stromerzeugung in CCS-Kraftwerken in der EU-27 auf bis zu 845 TWh in 2050 (ca. 20 % Anteil an der Nettostromerzeugung). Bei einer weiterführenden Beschränkung der Treibhausgasemissionen in der EU nimmt die Stromerzeugung in CCS-Kraftwerken wieder zu Gunsten wachsender Strommengen aus erneuerbaren Energien ab. Dies ist auf die verminderte Wettbewerbsfähigkeit von CCS-Kraftwerken aufgrund restlicher CO₂-Emissionen bei einer nicht vollständigen CO₂-Abtrennung zurückzuführen.

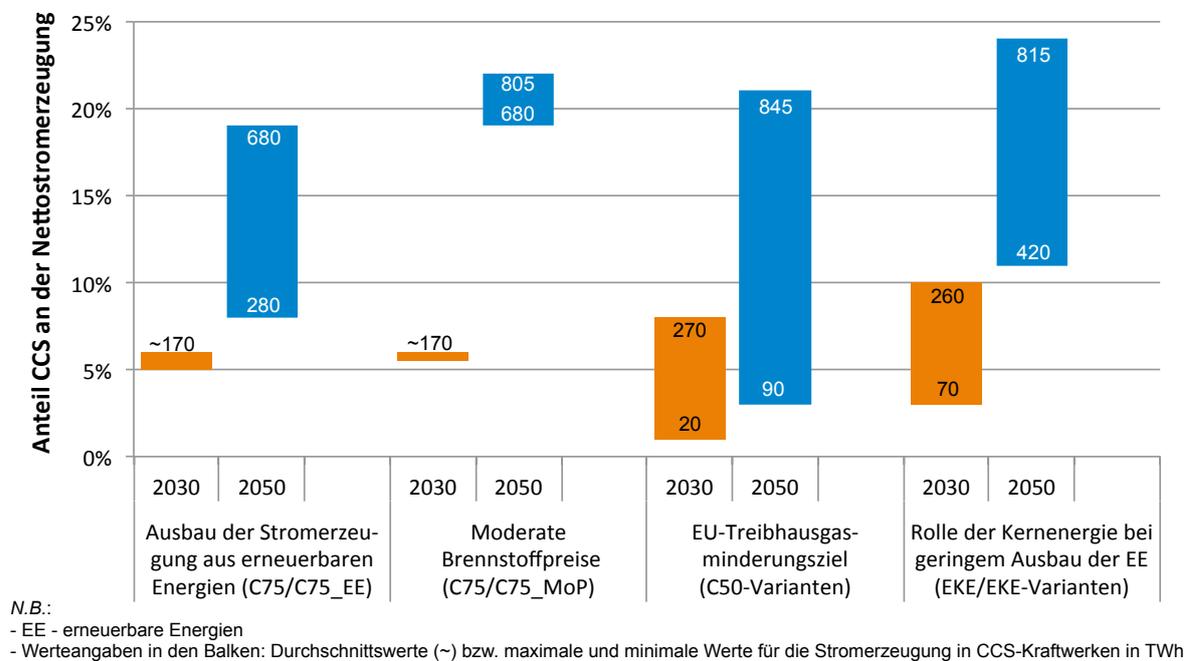


Abbildung 5.30: Auswirkungen der veränderten energie- und klimapolitischen sowie energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen auf die CCS-Stromerzeugung in der EU-27

Die Möglichkeiten zur Nutzung der Kernenergie bestimmen zusätzlich zu den Klimazielen die Marktchancen von CCS-Kraftwerken. Unter einem Klimaschutzregime mit einem Treibhausgasminderungsziel für die EU-27 von 75 % bis 2050 ggü. der Kyotobasis werden durch die Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke und verstärkten Zubaumöglichkeiten gegenüber derzeit gültigen politischen Festlegungen bis zu 400 TWh Strom aus CCS-Kraftwerken in der EU-27 in 2050 verdrängt. Auch der geförderte Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hat langfristig reduzierte Strommengen aus CCS-Kraftwerken zur Folge (- 400 TWh in 2050 bei Erreichung eines EU-weiten Anteils der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 60 % am Bruttostromverbrauch ggü. einer Quote von knapp 45 % in 2050). Die Veränderung der Energieträgerpreise im untersuchten Preisbereich (Rohölpreis 80 bis 110 US\$₂₀₀₇/bbl in 2050, Erdgas 6,6 bis 8,5 €₂₀₀₇/GJ in 2050 und Steinkohle 2,5 bis 2,9 €₂₀₀₇/GJ in 2050) zeigt hingegen kaum Auswirkungen auf die Stromerzeugung in CCS-Kraftwerken.

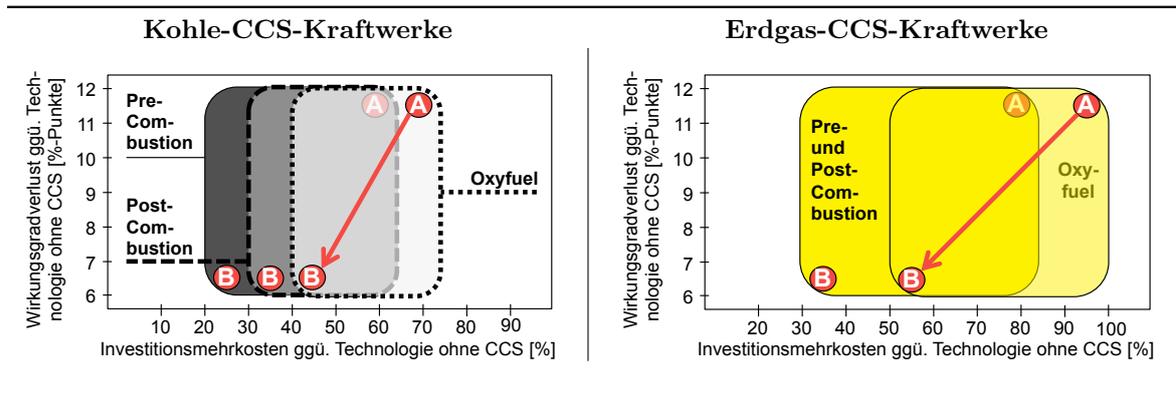
Die regionale Analyse verdeutlicht, dass CCS-Technologien besonders in den Anrainerstaaten der Nordsee Anwendung finden (bis zu 55 % Anteil an der CCS-basierten Stromerzeugung in der EU-27 in 2050), was auf die im Vergleich zu anderen Regionen günstigen CO₂-Transport und Speicherbedingungen zurückgeführt werden kann. Für die Stromerzeugung mit CO₂-Abtrennung werden EU-weit bis zu 16 Gt CO₂ kumuliert bis zum Jahr 2050 abgetrennt und in Gesteinsformationen eingelagert. Die Lagerung von CO₂ in der EU-27 erfolgt zu etwa zwei Dritteln in salinen Aquiferen und zu einem Drittel in ausgeförderten Kohlenwasserstofflagerstätten und in Großspeicherformationen, wie der Utsira-Formation im norwegischen Teil der Nordsee. Diese Speichermöglichkeit stellt mittels Anbindung über eine zentralisierte Infrastruktur vor allem langfristig für die Benelux-Staaten eine Option dar, da in diesen Staaten die einheimischen kostengünstigen CO₂-Lagerstätten lediglich über geringe Aufnahmekapazitäten verfügen.

In Bezug auf die eingesetzten Brennstoffe und CCS-Kraftwerkstechnologien ist festzuhalten, dass unter schwachen Treibhausgasminderungsanforderungen tendenziell eher kostengünstige kohlebasierte CCS-Technologien mit einer geringeren Abscheiderate eingesetzt werden und bei einer Verschärfung der Treibhausgasminderungsziele zunehmend Kohle-CCS-Kraftwerke mit einer hohen CO₂-Abtrennrage bzw. Erdgas-CCS-Kraftwerke. In den Regionen mit entsprechenden Potenzialen zur Fernwärmeversorgung kommt CCS-Kraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung eine besondere Bedeutung zu, insbesondere Steinkohlekraftwerken der öffentlichen Versorgung. Für Erdgas-CCS-Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung ergeben sich neben der öffentlichen Versorgung zudem Anwendungsmöglichkeiten bei der industriellen Stromeigenproduktion mit Dampf- bzw. Prozesswärmeauskopplung.

Wie die Technikanalyse zu CCS-Kraftwerken in Kapitel 2 gezeigt hat, sind die erreichbaren Kraftwerksparameter von CCS-Technologien mit Unsicherheiten behaftet. Basierend auf den Bandbreiten für die Investitionskosten und Wirkungsgrade von Kraftwerken mit CO₂-Abtrennung ergab die modellgestützte Analyse, dass Änderungen dieser Kraftwerksparameter in Abhängigkeit von den energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen unterschiedlich starke Auswirkungen auf die CCS-Stromerzeugung hervorrufen und damit Substitutionseffekte mit anderen Stromerzeugungstechnologien sowie verbrauchsseitige Effekte verbunden sind. Das sich daraus abzuleitende Anforderungsprofil für CCS-Kraftwerk ist in Tabelle 5.16 dargestellt.

Unter günstigen energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen können durch die Reduktion der Investitionskosten und die Steigerung der Wirkungsgrade von CCS-Kraftwerken im untersuchten Wertebereich zusätzliche Strommengen in CCS-Kraftwerken in der EU-27 von bis zu 213 TWh in 2030 und bis zu 356 TWh in 2050 erzeugt werden, wodurch sich ein Anteil von CCS-Kraftwerken an der Nettostromerzeugung um bis zu 7 %-Punkte in 2030 und um bis zu 9 %-Punkte in 2050 erhöht. Günstige Rahmenbedingungen für diese Zuwächse liegen vor allem bei entsprechend hohen Treibhausgasminderungszielen und eher konservativen Annahmen hinsichtlich der Kernenergienutzung und einem weniger stark geförderten Ausbau der erneuerbaren Energien in Europa.

Tabelle 5.16: Energiewirtschaftliches Anforderungsprofil für CCS-Kraftwerkstechnologien



Perspektiven für CCS-Kraftwerke in der EU-27 in 2030:

A.) bei hohen Investitionsmehrkosten und hohen Wirkungsgradverlusten der CCS-Technologien ggü. den Referenztechnologien ohne CCS:

- in Abhängigkeit von den energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen 1–6 % Anteil an der Nettostromerzeugung (18–201 TWh)
- geringe Perspektiven bei moderaten Klimazielen, Ausbau der erneuerbaren Energien und der Kernenergie beeinflussen CCS-Perspektiven bei starken Klimazielen
- Pre- und Post-Combustion-Konzepte mit 87 % CO₂-Abtrennraten bedeutsam bei weniger ambitionierten Klimazielen
- hoher Marktanteil von Oxyfuel mit 96 % CO₂-Abtrennraten bei starken Klimazielen
- in Abhängigkeit von den energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen 0–1 % Anteil an der Nettostromerzeugung (0–25 TWh)
- im Vergleich zu Kohlen mittelfristig deutlich geringere Perspektiven auch bei bei starken Klimazielen
- Kraftwerke ausschließlich mit geringerer CO₂-Abtrennraten (Pre- und Post-Combustion)

B.) durch Reduktion der Wirkungsgradverluste und der Investitionsmehrkosten:

- Zuwachs des Anteils an der Nettostromerzeugung um bis zu 5 %-Punkte (+157 TWh)
- zusätzliche Strommengen durch Wirkungsgradsteigerungen maximal 98 TWh
- zusätzliche Strommengen durch Investitionskostenreduktion maximal 124 TWh
- Zuwächse besonders bei Pre- und Post-Combustion CCS mit KWK, da KWK niedrige spezifische variable Erzeugungskosten vor allem bei starken Klimazielen und entsprechend hohen Emissionszertifikatspreisen ermöglicht
- Zuwachs des Anteils an der Nettostromerzeugung um bis zu 2 %-Punkte (+56 TWh)
- zusätzliche Strommengen durch Wirkungsgradsteigerungen maximal 56 TWh
- zusätzliche Strommengen durch Investitionskostenreduktion maximal 25 TWh
- Zuwächse primär für Pre- und Post-Combustion-Anlagen der öffentlichen Versorgung ohne KWK

Perspektiven für CCS-Kraftwerke in der EU-27 in 2050:

A.) bei hohen Investitionsmehrkosten und hohen Wirkungsgradverlusten der CCS-Technologien ggü. den Referenztechnologien ohne CCS:

- in Abhängigkeit von den energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen 1–14 % Anteil an der Nettostromerzeugung (15–513 TWh)
- CCS-Kraftwerke mit hohen CO₂-Abtrennraten (Oxyfuel) dominieren bei starken THG-Minderungszielen
- in Abhängigkeit von den energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen 0–4 % Anteil an der Nettostromerzeugung (0–130 TWh)
- Erdgas-CCS gewinnt für industrielle Stromerzeugung mit KWK an Bedeutung

B.) durch Reduktion der Wirkungsgradverluste und der Investitionsmehrkosten:

- | | |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> • Zuwachs des Anteils an der Nettostromerzeugung um bis zu 5 %-Punkte (+201 TWh) • zusätzliche Strommengen durch Wirkungsgradsteigerungen maximal 127 TWh • zusätzliche Strommengen durch Investitionskostenreduktion maximal 144 TWh • Steigerung der Marktanteile für CCS-Kraftwerke mit KWK tendenziell eher durch Investitionskostenreduktion als durch Wirkungsgradsteigerung | <ul style="list-style-type: none"> • Zuwachs des Anteils an der Nettostromerzeugung um bis zu 4 %-Punkte (+155 TWh) • zusätzliche Strommengen durch Wirkungsgradsteigerungen maximal 132 TWh • zusätzliche Strommengen durch Investitionskostenreduktion maximal 100 TWh • ggü. Kohlen geringere Bedeutung von Oxyfuel-Technologien; Oxyfuel konkurriert vor allem mit der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien |
|---|---|

Die geringsten Auswirkungen durch Änderungen der CCS-Kraftwerksparameter sind unter moderaten Klimazielen zu beobachten. Unter einem klimapolitischen Regime mit einem EU-Treibhausgasminderungsziel von 50 % bis 2050 ggü. der Kyotobasis tragen CCS-Kraftwerke mit hohen Investitionskosten und niedrigen Wirkungsgraden sowohl mittel- als auch langfristig kaum zur Stromproduktion in der EU-27 bei. Die Steigerung der Wirkungsgrade und Senkung der Investitionskosten zeigt nahezu ausschließlich Auswirkungen auf die langfristigen Perspektiven von kohlegefeuerten CCS-Kraftwerken mit niedrigeren CO₂-Abtrennraten (Pre- und Post-Combustion) mit zusätzlichen Erzeugungsmengen von maximal 129 TWh in 2050. Es zeigt sich, dass unter einem solchen klimapolitischen Regime mit einem geringen CO₂-Emissionszertifikatspreis kohlegefeuerte CCS-Kraftwerke mit einer hohen CO₂-Abtrennrate (Oxyfuel) sowie Erdgas-CCS-Kraftwerke aufgrund ihrer vergleichsweise hohen Stromgestehungskosten nur in geringem Maß ihre Marktanteile steigern können. Aus dem Vergleich der CCS-Parametervariationen bei unterschiedlich starken Treibhausgasminderungszielen geht hervor, dass die Perspektiven von CCS-Kraftwerken maßgeblich von den klimapolitischen Rahmenbedingungen beeinflusst werden und sich damit verbundene Unsicherheiten deutlich stärker auf die Perspektiven von CCS-Kraftwerken am Elektrizitätsmarkt auswirken, als die Unsicherheiten hinsichtlich der erreichbaren CCS-Kraftwerksparameter. Folglich ist die Existenz hinreichend starker Anreize zur Reduktion der Treibhausgase Voraussetzung für den Aufbau einer CCS-basierten Stromerzeugung und für die Steigerung der Marktanteile von CCS-Kraftwerken durch Reduktionen der Investitionskosten und Steigerungen der Wirkungsgrade.

Unter starken Treibhausgasminderungszielen gehen im Vergleich zu moderaten Minderungszielen stärkere Auswirkungen von Veränderungen der Wirkungsgrade und der Investitionskosten aus. Unter einem klimapolitischen Regime mit einem EU-Treibhausgasminderungsziel bis 2050 von 75 % ggü. der Kyotobasis und einer europaweit verstärkten Nutzung der Kernenergie nehmen die Strommengen aus CCS-Kraftwerken bei Reduktion der Investitionskosten und Steigerung der Wirkungsgrade von 270 TWh um bis zu 149 TWh in 2050 in der EU-27 zu. Das sich daraus ergebende Niveau der EU-weiten Stromerzeugung in CCS-Kraftwerken bei günstigen Investitionskosten- und Wirkungsgradverhältnissen liegt mit 419 TWh in 2050 jedoch unter den Strommengen, welche sich unter gleichen Treibhausgasminderungszielen jedoch vergleichsweise konservativen Annahmen hinsichtlich der Kernenergienutzung und ungünstigen CCS-Kraftwerksparametern einstellen (503 TWh). Dies verdeutlicht, dass es nur bedingt möglich ist, reduzierte Marktanteile aufgrund veränderter energie- und klimapolitischer Rahmenbedingungen durch Wirkungsgradsteigerungen und Investitionskostenenkungen von CCS-Technologien zu kompensieren.

Hinsichtlich des Einflusses des forcierten Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zeigt die Variation der Investitionskosten und Wirkungsgrade von CCS-Kraftwerken, dass unter einem energie- und klimapolitischen Regime mit starken Treibhausgasminderungszielen sowie einer moderaten Nutzung der Kernenergie reduzierte CCS-Marktanteile aufgrund

eines verstärkten Ausbaus der erneuerbaren Energien durch Verbesserungen der CCS-Kraftwerksparameter ausgeglichen werden können. Hierfür sind unter anderem strompreisbedingte Substitutionseffekte auf der Verbraucherseite und ein Stromnachfrageanstieg verantwortlich.

Durch die Reduktion der Investitionskosten und die Steigerung der Wirkungsgrade von CCS-Kraftwerken werden neben einem Anstieg der Stromnachfrage vor allem Substitutionseffekte innerhalb der Strombereitstellung hervorgerufen. Generell ist zu beobachten, dass durch die Reduktion der Investitionskosten und Steigerung der Wirkungsgrade von CCS-Kraftwerken mittelfristig (2030) primär die Stromproduktion aus fossil befeuerten Kraftwerken ohne CCS substituiert wird und langfristig (2050) die Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien. Die regionale Analyse der CCS-Kraftwerksparametervariation zeigt im Allgemeinen, dass mittelfristig vor allem die europäischen Staaten mit großen (Kohle-)Kraftwerksstandorten und günstigen Potenzialen für den CO₂-Transport und die Speicherung (z. B. Deutschland, Großbritannien und z. T. Italien) zusätzliche Strommengen in CCS-Kraftwerken erzeugen können und dadurch ihre Stromimportabhängigkeit reduzieren.

Mittelfristig wirken sich Änderungen der CCS-Parameter überwiegend auf die kohlebasierete Stromerzeugung mit CO₂-Abtrennung aus (in 2030 maximal +150 TWh für Kohlen und maximal +56 TWh für Erdgas in der EU-27). Langfristig gehen von veränderten CCS-Parametern zunehmend Auswirkungen auf die Stromerzeugung in Erdgas-CCS-Kraftwerken aus, deren Produktion in der EU-27 in 2050 um maximal 155 TWh bei Reduktion der Investitionskosten und Steigerung der Wirkungsgrade ansteigt. Diese zusätzlichen Strommengen für CCS-Erdgaskraftwerke liegen auch in 2050 unter denen der Kohle-CCS-Kraftwerke mit zusätzlich maximal 201 TWh in 2050 in der EU-27. Entsprechend der Struktur der Stromgestehungskosten wird die Wettbewerbsfähigkeit von Kohle-CCS-Kraftwerken tendenziell stärker durch Investitionskostenreduktionen verbessert und die von Erdgas-CCS-Kraftwerken eher durch Wirkungsgradsteigerungen. In der EU-27 steigt die Stromerzeugung in CCS-Kraftwerken auf Kohlebasis in 2050 durch Investitionskostenreduktionen um maximal 144 TWh und durch Wirkungsgradsteigerungen um maximal 127 TWh. Für Erdgas-CCS-Kraftwerke hingegen können EU-weit Zuwächse von maximal 100 TWh (2050) auf die Reduktion der Investitionskosten und maximal 132 TWh (2050) auf die Steigerung der Wirkungsgrade zurückgeführt werden. Eine Besonderheit ergibt sich für kohlegefeuerte CCS-Kraftwerke mit KWK. Für diese Anlagen zeigt sich, dass sich Wirkungsgradveränderungen weniger stark auf das Niveau der Stromerzeugung auswirken im Vergleich zu Anlagen ohne KWK. Dies ist auf den höheren Brennstoffausnutzungsgrad von KWK-Anlagen zurückzuführen, welcher einen geringeren relativen Anteil der Brennstoff- und Emissionszertifikatskosten an den Stromgestehungskosten gegenüber Anlagen ohne KWK zur Folge hat.

Die Bedeutung von CCS-Kraftwerken mit hohen CO₂-Abtrennraten nimmt mit der Verschärfung der Treibhausgas-minderungsziele zu. Unter starken Treibhausgas-minderungsbedingungen erfolgt die Stromerzeugung in CCS-Kraftwerken mittel- und langfristig überwiegend in Kohlekraftwerken mit einer hohen CO₂-Abtrennrate (Oxyfuel), wobei Veränderungen der Wirkungsgrade und Investitionskosten im untersuchten Bereich die Bedeutung dieser Technologien kaum beeinflusst. Für die Erdgasverstromung sind CCS-Technologien mit einer hohen CO₂-Abtrennrate weniger bedeutend, da die spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung brennstoffbedingt niedriger sind als bei der Kohleverstromung und folglich den Mehrkosten für eine höhere CO₂-Abtrennrate geringe Kosteneinsparungen für den Bezug von Emissionsrechten gegenüber stehen. Für die Erdgas-Verstromung kommen entsprechend CCS-Konzepte mit niedrigeren CO₂-Abtrennraten (Pre- und Post-Combustion) verstärkt zum Einsatz, wobei sich langfristig zunehmend Potenziale bei der industriellen Eigenproduktion in Kombination mit Prozesswärme- bzw. Dampfkopplung ergeben.

6 Zusammenfassung und Ausblick

CCS-Technologien stellen eine mögliche Option zur zukünftigen Minderung der Treibhausgase im Elektrizitätssektor dar. Sie befinden sich gegenwärtig im Pilot- bzw. Demonstrationsstadium und sind hinsichtlich der erreichbaren Kraftwerksparameter für einen zukünftigen kommerziellen Kraftwerkseinsatz mit Unsicherheiten behaftet. Darüber hinaus unterliegt die Anwendung von CCS-Technologien länderspezifischen Besonderheiten, die sich aus der Verfügbarkeit geeigneter CO₂-Lagerstätten und dem damit verbundenen Aufbau einer CO₂-Transportinfrastruktur ergeben.

In Europa finden sich CCS-Kraftwerke in einem vernetzten Wettbewerbsumfeld wider, in dem sowohl intrasektorale Konkurrenzbeziehungen zu anderen CO₂-armen Stromerzeugungstechnologien als auch intersektorale Wechselwirkungen mit Treibhausgasvermeidungsoptionen anderer Sektoren des Energiesystems bestehen. Die starke Vernetzung in Europa ergibt sich einerseits aus dem liberalisierten europäischen Elektrizitätsmarkt mit den daraus erwachsenden Möglichkeiten des zwischenstaatlichen Stromaustauschs und andererseits aus dem Handel mit Emissionszertifikaten innerhalb und zwischen unterschiedlichen Wertschöpfungsstufen des europäischen Energiesystems sowie zwischen den europäischen Staaten. Die Strukturen der Energiebereitstellung und damit die Marktchancen von CCS-Kraftwerken unterscheiden sich zwischen den europäischen Staaten und sind durch Aspekte der Ressourcenverfügbarkeit (z. B. Winddargebot), durch infrastrukturelle Aspekte (Fernwärmenetze, Transport- und Speichermöglichkeiten für CO₂) sowie energie- und klimapolitische Vorgaben (z. B. Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und die Nutzung der Kernenergie) determiniert.

Ziel der Arbeit war die quantitative systemanalytische Untersuchung der Rolle von CCS-Kraftwerken im europäischen Elektrizitätsmarkt bis zum Jahr 2050 unter Berücksichtigung unterschiedlicher energie- und klimapolitischer Rahmenbedingungen sowie derzeitig bestehender Unsicherheiten hinsichtlich der erreichbaren Investitionskosten und Wirkungsgrade von CCS-Kraftwerken.

Die Untersuchung erfolgte unter Verwendung eines europäischen Energiesystemmodells, durch das neben inter- und intrasektoralen Wechselwirkungen im Energiesystem auch länderspezifische Besonderheiten bei der Energiebereitstellung und beim Energieverbrauch berücksichtigt wurden. Um die technologischen und infrastrukturellen Besonderheiten von CCS-Technologien in der Analyse entsprechend abzubilden, wurde das Modell sowohl um die verschiedenen CCS-Kraftwerkskonzepte (Pre-Combustion, Post-Combustion und Oxyfuel) als auch die notwendigen Strukturen zur Abbildung von CO₂-Transport und Speicherung erweitert. Basierend auf der Analyse potenzieller CCS-Kraftwerksstandorte und möglicher CO₂-Lagerstätten wurden auf Länderebene Kosten-Potenzialkurven für den CO₂-Transport und die Lagerung im Modell implementiert. Diese tragen einerseits standortspezifische Charakteristika beim CO₂-Transport sowie der unterschiedlichen Verfügbarkeit von CO₂-Speichermöglichkeiten in den europäischen Staaten Rechnung. So hat nicht nur die Entfernung der CCS-Standorte zu den CO₂-Lagerstätten, sondern auch die transportierte Menge Einfluss auf die CO₂-Transportkosten. Die CO₂-Transportmenge wiederum ist unter anderem von Standortgröße und eingesetztem Brennstoff abhängig und an die länderspezifischen Erzeugungsstrukturen gebunden. Zur Bewertung der Unsicherheiten in Bezug auf die erreichbaren Wirkungsgrade und Investitionskosten von CCS-Kraftwerken wurde die Parametrische Programmierung in das Modell integriert. Mit Hilfe dieser erweiterten Methode zur Untersuchung der Sensitivität der Modellergebnisse gegenüber veränderten Modelleingangsparametern wurde die Variation von Wirkungsgraden und Investitionskosten von CCS-Kraftwerken durchgeführt.

Dadurch lassen sich Veränderungen in der Struktur der Energiebereitstellung und die damit verbundenen kostenseitigen Aspekte in Abhängigkeit von den variierten Kraftwerksparemtern darstellen. Diese Modellerweiterungen tragen einem verbesserten technologischen und regionalen Detaillierungsgrad sowie der Berücksichtigung von Unsicherheiten in der quantitativen systemanalytischen Untersuchung der Rolle von CCS-Kraftwerken in Europa Rechnung.

Die modellgestützte Untersuchung ist in zwei Teile gegliedert. Im ersten Teil wurden die energiewirtschaftlichen sowie die energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen und deren Auswirkungen auf die zukünftigen Marktanteile von CCS-Technologien im europäischen Elektrizitätssystem in Form von Szenariorechnungen analysiert. Im zweiten Teil wurde der Einfluss von Unsicherheiten hinsichtlich der erreichbaren Investitionskosten und Wirkungsgrade von CCS-Kraftwerken durch Variation der entsprechenden Parameter für ausgewählte Szenarien untersucht und ein Anforderungsprofil für den zukünftigen Einsatz von CCS-Kraftwerken in Europa abgeleitet.

Bei der Analyse der energiewirtschaftlichen sowie energie- und klimapolitischen Einflussgrößen wurden im Wesentlichen vier Dimensionen untersucht. Diese umfassen den Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung, die Rolle der Kernenergie, Energieträgerpreise und die Treibhausgasbindungsverpflichtungen in Europa. Die Analyse dieser Einflussgrößen hat gezeigt, dass sich sowohl die Vorgaben zur Reduktion der Treibhausgase in Europa als auch die energiepolitischen Entscheidungen hinsichtlich der Nutzung der Kernenergie in besonderem Maße auf die mittel- und langfristige Stromerzeugung in Kraftwerken mit CO₂-Abtrennung auswirken. Langfristig bestimmen zusätzlich die energiepolitischen Vorgaben zum Ausbau der erneuerbaren Energien die Perspektiven von CCS-Kraftwerken.

Die Perspektiven von CCS-Kraftwerken im liberalisierten europäischen Elektrizitätsmarkt sind eng an die Vorgabe eines verbindlichen und sektorübergreifenden Ziels zur langfristigen Reduktion der Treibhausgase in Europa gebunden. Bei einer optimalen Lastenverteilung zur Minderung der Treibhausgase zwischen den Mitgliedsstaaten der EU-27 sowie zwischen den Energieerzeugungs- und Verbrauchssektoren steigt das Niveau der Stromnachfrage langfristig mit zunehmender Verschärfung der Treibhausgasbindungsverpflichtungen in der EU-27 an. Dieser Stromverbrauchsanstieg ist die Folge einer starken Zunahme des Emissionszertifikatspreises und den sich daraus ergebenden Substitutionseffekten in den Nachfragesektoren, wobei vermehrt fossil basierte Technologien zur Nutzenergiebereitstellung durch Stromwendungen substituiert werden. CCS-Technologien können maßgeblich zur Deckung dieses Nachfragewachstums beitragen und können darüber hinaus die Stromerzeugung in erdgas- und kohlegefeuerten Kraftwerken ohne CO₂-Abtrennung substituieren.

Unter den Rahmenbedingungen eines forcierten Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und der Fortführung der gegenwärtig bestehenden Politiken zur Nutzung der Kernenergie in den europäischen Staaten, führt die Verschärfung des EU-Treibhausgasbindungsziels von 50 auf 85 % bis 2050 ggü. der Kyotobasis zu einer Zunahme der Strommengen aus CCS-Kraftwerken in der EU-27 von 90 TWh auf bis zu 845 TWh in 2050, welches einem Anstieg des Anteil der CCS-Kraftwerke an der Nettostromerzeugung von 3 auf 20 % entspricht. Bei einer weiteren Verschärfung des Treibhausgasbindungsziels in der EU-27 nimmt die Stromerzeugung in CCS-Kraftwerken wieder zu Gunsten wachsender Strommengen aus erneuerbaren Energien ab. Dies ist auf die vergleichsweise geringere Wettbewerbsfähigkeit von CCS-Kraftwerken aufgrund der restlichen CO₂-Emissionen bei einer nicht vollständigen CO₂-Rückhaltung und sehr hohen Emissionszertifikatspreisen zurückzuführen.

Neben den klimapolitischen Rahmenbedingungen werden die Perspektiven von CCS-Kraftwerken außerdem durch die Möglichkeiten der Stromerzeugung aus Kernenergie in den europäischen Staaten bestimmt. Unter einem EU-weiten Treibhausgasminderungsziel von 75 % bis 2050 ggü. der Kyotobasis werden durch die Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke und verstärkten Zubaumöglichkeiten gegenüber derzeitig gültigen politischen Festlegungen bis zu 190 TWh in 2030 und bis zu 400 TWh in 2050 weniger in CCS-Kraftwerken in der EU-27 erzeugt. Dies entspricht einem Rückgang des Anteils der CCS-Kraftwerke an der Nettostromerzeugung von 10 auf 3 % in 2030 und von 24 auf 11 % in 2050.

Bei einem verstärkten Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien entsprechend der in dieser Untersuchung getroffenen Annahmen, ergeben sich mittelfristig kaum Änderungen bei der CCS-basierten Stromerzeugung. Langfristig hingegen reduzieren sich die Strommengen aus CCS-Kraftwerken um bis zu 400 TWh in 2050 in der EU-27 bei Erreichung eines EU-weiten Anteils der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 60 % am Bruttostromverbrauch gegenüber einer Quote von knapp 45 % in 2050. Die Veränderung der Energieträgerpreise im untersuchten Preisbereich (Preisbereich für Rohöl von 80 bis 110 US\$₂₀₀₇/bbl in 2050 sowie entsprechende Anpassung der Preise für Erdgas und Steinkohle) zeigt lediglich sehr geringe Auswirkungen auf die CCS-Stromerzeugung.

Die regionale Analyse verdeutlicht, dass besonders gute Potenziale für die Anwendung von CCS-Technologien in den Anrainerstaaten der Nordsee vorzufinden sind (bis zu 55 % Anteil an der CCS-basierten Stromerzeugung in der EU-27 in 2050), was auf die im Vergleich zu anderen Regionen günstigen CO₂-Transport und Speicherbedingungen zurückgeführt werden kann. Diese ergeben sich im Fall Deutschlands und Großbritanniens aus der Option, große kohlebasierte Kraftwerksstandorte vollständig auf CCS-Technologien umzurüsten, woraus Skaleneffekte beim CO₂-Transport resultieren. Außerdem werden in diesen beiden Staaten Gesteinsformationen mit einer hinreichend großen Aufnahmekapazität vermutet, die bei entsprechender Verfügbarkeit kostengünstig erschlossen werden könnten. Entsprechend der Modellergebnisse werden für die Stromerzeugung in Kombination mit CO₂-Abtrennung EU-weit bis zu 16 Gt CO₂ kumuliert bis zum Jahr 2050 abgetrennt und in Gesteinsformationen eingelagert. Die Lagerung von CO₂ in der EU-27 erfolgt zu etwa zwei Dritteln in salinen Aquiferen und zu einem Drittel in ausgeförderten Kohlenwasserstofflagerstätten und in Großspeicherformationen, wie der Utsira-Formation im norwegischen Teil der Nordsee. Diese Speicheroption ist mittels Anbindung über eine zentralisierte Infrastruktur vor allem langfristig für die Benelux-Staaten interessant, da diese Staaten nur begrenzt über kostengünstige einheimische CO₂-Lagerstätten verfügen. In der Regionen im Süden Europas werden einerseits geringere CO₂-Speicherkapazitäten vermutet und andererseits zeigt die Kraftwerksstruktur im Vergleich zu den meisten Nordseeanrainerstaaten und einigen osteuropäischen Staaten, dass weniger große Kraftwerksstandorte existieren und daher Skaleneffekte beim CO₂-Transport nur in geringerem Maße erzielt werden können.

In Bezug auf die eingesetzten Brennstoffe und CCS-Kraftwerkstechnologien ist festzuhalten, dass unter schwachen Treibhausgasminderungsanforderungen tendenziell eher kostengünstige kohlebasierte CCS-Technologien mit einer geringeren Abscheiderate eingesetzt werden und bei einer Verschärfung der Treibhausgasminderungsziele zunehmend Kohle-CCS-Kraftwerke mit einer hohen CO₂-Abtrennrage bzw. Erdgas-CCS-Kraftwerke. In den Regionen mit entsprechenden Potenzialen zur Fernwärmeversorgung kommt CCS-Kraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung eine besondere Bedeutung zu, insbesondere Steinkohlekraftwerken der öffentlichen Versorgung. Für Erdgas-CCS-Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung ergeben sich neben der öffentlichen Versorgung zudem Anwendungsmöglichkeiten bei der industriellen Stromeigenproduktion mit Dampf- bzw. Prozesswärmeauskopplung.

Da zum Teil erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich zukünftiger Wirkungsgrade und Investitionskosten von CCS-Kraftwerken bestehen, wurde der Einfluss veränderter Kraftwerksparemeter auf die Marktchancen von CCS-Kraftwerken unter ausgewählten energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen mittels Parametrischer Programmierung untersucht. Die Bandbreiten für die Variation der beiden Parameter wurden anhand einer Literaturlauswertung für die jeweiligen CCS-Kraftwerkskonzepte bestimmt. Für den Wirkungsgradverlust von CCS-Kraftwerken gegenüber den entsprechenden Technologien ohne CO₂-Abtrennung wurde ein Variationsbereich von 6 bis 12 %-Punkten für alle Brennstoffe und CCS-Kraftwerkskonzepte (Pre-Combustion, Post-Combustion und Oxyfuel) ermittelt. Die zusätzlichen Investitionskosten für die CO₂-Abtrennung und die Konditionierung des CO₂ für den Transport bewegt sich für kohlegefeuerte Anlagen zwischen 20 und 75 % der Investitionskosten der Kraftwerkstechnologie ohne CCS und für Erdgas-CCS-Kraftwerke zwischen 30 und 100 %. Für Pre- und Post-Combustion Technologien ergab die Literaturlauswertung tendenziell niedrigere Investitionskosten gegenüber Oxyfuel-Technologien, bei jedoch geringeren CO₂-Abtrennraten mit durchschnittlich 87 % für Pre- und Post-Combustion und 96 % für Oxyfuel.

Basierend auf den Bandbreiten für die erreichbaren Investitionskosten und Wirkungsgrade für die unterschiedlichen CCS-Konzepte zeigt die Untersuchung, dass Veränderungen der CCS-Kraftwerksparemeter in Abhängigkeit von den energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen unterschiedlich starke Auswirkungen bei der CCS-Stromerzeugung hervorrufen. Der Einfluss der untersuchten energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen wirkt sich im Vergleich zu den Unsicherheiten hinsichtlich der Wirkungsgrade und Investitionskosten zum Teil wesentlich stärker auf die Perspektiven von CCS-Kraftwerken am europäischen Elektrizitätsmarkt aus. Daraus lässt sich ableiten, dass es nur bedingt möglich ist, reduzierte CCS-Marktanteile aufgrund veränderter energie- und klimapolitischer Rahmenbedingungen durch eine Steigerung der Wirkungsgrade und eine Reduktion der Investitionskosten von CCS-Technologien zu kompensieren. Dies zeigt sich beispielsweise daran, dass in der EU-27 in 2050 unter einem klimapolitischen Regime mit einer 50 %igen Treibhausgasminderung bis 2050 ggü. der Kyotobasis auch bei hohen Wirkungsgraden und niedrigen Investitionskosten von CCS-Kraftwerken nicht das Niveau der CCS-Stromerzeugung erreicht wird, welches sich unter einem Minderungsziel von 75 % und niedrigen Wirkungsgraden und hohen Investitionskosten einstellt.

Unter allen untersuchten Rahmenannahmen wird der höchste CCS-Marktanteil unter einem klimapolitischen Regime mit einem starken EU-Treibhausgasminderungsziel (-30 % bis 2020 und -75 % bis 2050 ggü. der Kyotobasis), einer Nutzung der Kernenergie entsprechend der derzeitigen politischen Beschlüsse und einem reduzierten Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie bei geringen Wirkungsgradverlusten und geringen Investitionsmehrkosten erreicht. Dies entspricht maximalen Wirkungsgradverlusten der CCS-Kraftwerke ggü. den Technologien ohne CCS von 6 %-Punkten und maximalen Investitionsmehrkosten von 20 bis 50 % in Abhängigkeit von Abtrennverfahren und Brennstoff. Unter diesen Bedingungen beträgt der Anteil von CCS-Kraftwerken an der Nettostromerzeugung in 2030 14 % (440 TWh) und in 2050 27 % (1000 TWh). Diese Anteile verringern sich auf 7 % in 2030 bzw. 18 % in 2050 bei einer Zunahme der Wirkungsgradverluste auf 12 %-Punkte und Investitionsmehrkosten von 65 bis 100 % (in Abhängigkeit von Abtrennverfahren und Brennstoff).

Die erreichbaren CCS-Marktanteile reduzieren sich, wird abweichend von einem zukünftigen stärkeren Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (hier EU-weiter Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 60 % am Bruttostromverbrauch in 2050) ausgegangen. Unter hohen Wirkungsgradverlusten und hohen Investitionskosten wird in die-

sem Fall ein CCS-Anteil an der Nettostromerzeugung in der EU-27 von 4 % in 2030 und 14 % in 2050 erzielt, welcher sich bei Steigerung der Wirkungsgrade und Senkung der Investitionskosten auf 10 % in 2030 und 22 % in 2050 erhöht. Damit liegen die Marktanteile bei günstigen CCS-Kraftwerksparametern und einem stärkeren Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowohl in 2030 als auch in 2050 über den Marktanteilen bei ungünstigen CCS-Kraftwerksparametern und einem reduzierten Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Daraus geht hervor, dass durch eine Verbesserungen der CCS-Kraftwerksparameter reduzierte Marktanteile aufgrund einer stärkeren Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ausgeglichen werden können. Hierfür sind unter anderem strompreisbedingte Substitutionseffekte auf der Verbraucherseite und ein Anstieg der Stromnachfrage verantwortlich.

Unter den Rahmenbedingungen einer verstärkten Nutzung der Kernenergie (+150 GW netto Kernkraftwerksleistung in 2050 ggü. der Entwicklung bei Fortbestand derzeitiger Beschlüsse zur Kernenergienutzung in der EU-27) nimmt die Bedeutung von CCS-Kraftwerken ab und damit auch der Einfluss veränderter CCS-Kraftwerksparameter. Die erreichbaren CCS-Anteile an der Nettostromerzeugung in der EU-27 bewegen sich in Abhängigkeit von den Wirkungsgraden und Investitionskosten von CCS-Kraftwerken zwischen 2 und 4 % in 2030 und zwischen 7 und 10 % in 2050. Dies entspricht einer absoluten Änderung der Stromerzeugung in CCS-Kraftwerken um 60 TWh in 2030 und 150 TWh in 2050.

Unter den Bedingungen eines moderaten EU-weiten Treibhausgasminderungsziels (50 % bis 2050 ggü. der Kyotobasis) und hohen Wirkungsgradverlusten und hohen Investitionsmehrkosten stellen sich die geringsten Anteile für CCS-Kraftwerke an der EU-27-Nettostromerzeugung mit weniger als 1 % in 2030 und 2050 ein. Dieser Anteil kann in 2050 auf maximal 4 % (+130 TWh) durch Anhebung der Wirkungsgrade und Senkung der Investitionskosten gesteigert werden.

Durch veränderte CCS-Kraftwerksparameter werden neben einem Anstieg der Stromnachfrage vor allem Substitutionseffekte innerhalb der Strombereitstellung hervorgerufen. Generell ist zu beobachten, dass durch die Reduktion der Investitionskosten und Steigerung der Wirkungsgrade von CCS-Kraftwerken mittelfristig (2030) primär die Stromproduktion aus fossil befeuerten Kraftwerken ohne CCS substituiert wird und langfristig (2050) die Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien. Entsprechend der Struktur der Stromgestehungskosten wird die Wettbewerbsfähigkeit von Kohle-CCS-Kraftwerken tendenziell etwas stärker durch Investitionskostenreduktionen verbessert und die von Erdgas-CCS-Kraftwerken eher durch Wirkungsgradsteigerungen. In der EU-27 steigt die Stromerzeugung in CCS-Kraftwerken auf Kohlebasis in 2050 durch Investitionskostenreduktionen um maximal 144 TWh und durch Wirkungsgradsteigerungen um maximal 127 TWh. Für Erdgas-CCS-Kraftwerke hingegen können EU-weit Zuwächse von maximal 100 TWh (2050) auf die Reduktion der Investitionskosten und maximal 132 TWh (2050) auf die Steigerung der Wirkungsgrade zurückgeführt werden.

In der vorliegenden Untersuchung wurde eine quantitative Bewertung energie- und klimapolitischer Einflussgrößen unter Berücksichtigung von Unsicherheiten hinsichtlich erreichbarer CCS-Kraftwerksparameter für Europa mittels eines systemanalytischen, modellgestützten Ansatzes durchgeführt. Es wurden die Perspektiven von CCS-Kraftwerken im europäischen Elektrizitätsmarkt aufgezeigt und Wechselwirkungen innerhalb des Energiesystems verdeutlicht. Regionalen Besonderheiten beim CO₂-Transport und der Lagerung wurde dabei ebenso Rechnung getragen, wie länderspezifischen Charakteristika bei der Energiebereitstellung (z. B. bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien). Für die Analyse der Unsicherheiten in Bezug auf CCS-Kraftwerksparameter wurde der Ansatz der Parametrischen Programmierung

gewählt, da dieser gegenüber einer Sensitivitätsanalyse die Untersuchung der Wirkungszusammenhänge von Modelleingangsparametern und Modellergebnissen über einen größeren Wertebereich ermöglicht.

Der Ansatz der Parametrischen Programmierung wurde auf das europäische TIMES Energiesystemmodell übertragen und an die Modellcharakteristik angepasst. Anpassungen der ursprünglichen Routine der Parametrischen Programmierung sind insbesondere der großen Komplexität und des damit verbundenen hohen Rechenaufwandes verbunden. Entsprechend wurde ein Verfahrensalgorithmus zur Variation von Modelleingangsparametern entwickelt, der es erlaubt, die Variation in vordefinierten Schrittgrößen sowie für verschiedenen Lösungsmethoden des Optimierungsproblems durchzuführen. Diese Änderungen stellen gegenüber dem ursprünglichen Ansatz der Parametrischen Programmierung eine Vereinfachung dar, welche ausschließlich der verbesserten Anwendbarkeit der Methode dient und keinen Einfluss auf die Lösung des Optimierungsproblems und damit die Untersuchungsergebnisse hat. Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Parametrische Programmierung generell geeignet ist, Unsicherheitsaspekte in der linearen Optimierung abzubilden, jedoch deren Anwendung auf komplexe Modelle nicht uneingeschränkt möglich ist. Dies käme hinsichtlich einer Ausweitung des Untersuchungsgegenstands, z. B. auf die Analyse weiterer CCS-Anlagenparameter bzw. CCS-Technologien, zum Tragen und stellt einen auf dieser Arbeit aufbauenden Forschungsbedarf dar. So könnte beispielsweise der gewählte Ansatz der vorliegenden Untersuchung auf CCS-Technologien für industrielle Produktionsprozesse bzw. Technologien zur Kraftstoffproduktion ausgeweitet werden und die energiewirtschaftlichen Anforderungen für diese Anlagen analysiert werden. Unmittelbare Anknüpfungspunkte zur vorliegenden Arbeit sind dabei gegeben, da auch für diese CCS-Technologien zusätzliche Investitionskosten und Energie für den CO₂-Abscheidungsprozess aufzubringen sind, welche sich wiederum je nach technologischen Anwendungsgebiet voneinander unterscheiden.

Weiterer möglicher Forschungsbedarf ergibt sich darüber hinaus in Bezug auf die Abbildung von Infrastrukturinvestitionen im europäischen TIMES-Modell sowie auf die Berücksichtigung der fluktuierenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Infrastrukturinvestitionen, wie z. B. Pipelineinvestitionen für den CO₂-Transport, könnten im Gegensatz zur derzeitigen linearen Modellierung als diskrete Zubauoptionen erfasst werden, um somit diese Art der Investitionsentscheidungen besser im Modell zu erfassen. Hinsichtlich der Berücksichtigung der fluktuierenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien stellt sich die Frage, welche Kriterien im Hinblick auf die Flexibilität beim Kraftwerksbetrieb zukünftig an CCS-Kraftwerke gestellt werden und welche Anforderungen sich für deren Systemintegration ergeben. In diesem Zusammenhang sind Aspekte einer detaillierteren modelltechnischen Abbildung der fluktuierenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien sowie die Berücksichtigung von Maßnahmen zur Flexibilisierung des Kraftwerksparks zu nennen.

Literaturverzeichnis

Alstom 2003

ALSTOM: *Greenhouse gas emissions control by oxygen firing in circulating fluidized bed boilers: phase 1a - preliminary system evaluation*. Windsor, 2003

BAFA 2011a

BAFA, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle: *Aufkommen und Export von Erdgas sowie die Entwicklung der Grenzübergangspreise ab 1991*. Online Ressource - Abruf: 5. August 2011. www.bafa.de

BAFA 2011b

BAFA, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle: *Drittlandskohlepreis: Mengen- und Preisübersicht*. Online Ressource - Abruf: 5. August 2011. www.bafa.de

BAFA 2011c

BAFA, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle: *Monatliche Entwicklung der Einfuhren von Rohöl 1991 bis 2010*. Online Ressource - Abruf: 5. August 2011. www.bafa.de

Bauer 2009

BAUER, Franz: *Vision of Technology Development of the Energy Sector*. Polish Electricity Association. 2009. http://www.pkee.pl/public/content/63/prezentacja_Franz_Bauer.pdf

BGR 2009

BGR, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: *GeoCapacity Informationssystem zur Lage von CO₂-Quellen und Speichermöglichkeiten*. Hannover, 2009

Birnbaum u. a. 2010

BIRNBAUM, J.; BONGARTZ, R.; LINSSEN, J.; MARKEWITZ, P.; VÖGELE, S.: *Energie-technologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung; Fossil basierte Kraftwerkstechnologien, Wärmetransport, Brennstoffzellen*. STE Research Report. Institut für Energieforschung, Forschungszentrum Jülich. 2010

Blesl u. a. 2011

BLES, M.; BRUCHOF, D.; FAHL, U.; KOBER, T.; KUDER, R.; GÖTZ, B.; VOSS, A.: *Integrierte Szenarioanalysen zu Energie- und Klimaschutzstrategien in Deutschland in einem Post-Kyoto-Regime*. Forschungsbericht Nr. 106. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Stuttgart, 2011

Blesl u. a. 2009

BLES, M.; BRUCHOF, D.; HARTMANN, N.; ÖZDEMIR, D.; FAHL, U.; ELTROP, L.; VOSS, A.: *Entwicklungsstand und Perspektiven der Elektromobilität*. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Stuttgart, 2009

Blesl u. a. 2004

BLES, M.; KEMPE, S.; FAHL, U.: *Die Rolle der KWK und der Fernwärme in der deutschen Energieversorgung bis 2020 – Ergebnisse erster Hochrechnungen unter Verwendung differenzierter Siedlungsstrukturen*. In: Mitteilungen der Forschungsstelle und des Forschungsbeirates der AGFW 9 (2004), S. 286 – 208

BMU 2010

BMU: *Nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energien*. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. 2010. http://www.bmbf.de/pubRD/nationaler_entwicklungsplan_elektromobilitaet.pdf

BMU 2011

BMU, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: *Erneuerbare Energien in Zahlen - nationale und internationale Entwicklungen*. Berlin, 2011

BMW i 2007

BMW i, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: *Leuchtturm COORETEC - Der Weg zum zukunftsfähigen Kraftwerk mit fossilen Brennstoffen*. Forschungsbericht Nr. 566. Berlin, 2007

BMW i 2010a

BMW i, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. Berlin, 2010

BMW i 2010b

BMW i, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung*. Berlin, 2010

BMW i 2011

BMW i, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: *Gesamtausgabe der Energiedaten - Datensammlung des BMW i*. Online Ressource - Abruf: 27. 4. 2011. www.bmw-i.de

Bohm u. a. 2007

BOHM, Mark C.; HERZOG, Howard J.; PARSONS, John E.; SEKAR, Ram C.: *Capture-ready coal plants - Options, technologies and economics*. In: International Journal of Greenhouse Gas Control 1 (2007), S. 113–120

Brechtel u. a. 2008

BRECHTEL, K.; THORWARTH, H.; UNTERBERGER, S.; SCHEFFKNECHT, G.: *Entwicklung aminhaltiger Waschlösungen zur Abtrennung von CO₂ aus Rauchgasen*. In: VGB Power-Tech (2008), Nr. 7, S. 96–101

van den Broeck u. a. 2007

BROECK, M. van d.; FAAJI, A.; TURKENBURG, W.: *Planning for an Electricity Sector with Carbon Capture and Storage - Case of the Netherlands*. In: International Journal of Greenhouse Gas Control 2 (2007), S. 105–129

van den Broek u. a. 2010

BROEK, Machteld van d.; RAMIREZ, Andrea; GROENENBERG, Heleen; NEELE, Filip; VIEBAHN, Peter; TURKENBURG, Wim; FAAIJ, Andre: *Feasibility of storing CO₂ in the Ut-sira formation as part of a long term Dutch CCS strategy: An evaluation based on a GIS/MARKAL toolbox*. In: International Journal of Greenhouse Gas Control 4 (2010), Nr. 2, 351 - 366. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijggc.2009.09.002>

Bruchhof u. Voß 2010

BRUCHOF, D.; VOSS, A.: *Analysis of the Potential Contribution of Alternative Fuels and Power Trains to the Achievement of Climate Targets in the EU-27*. In: International Energy Workshop (IEW). KTH Royal Institute of Technology. Stockholm, 2010

Bundesregierung 2009

BUNDESREGIERUNG: *Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung*. Bundesministerium für Bildung und Forschung. 2009. http://www.bmbf.de/pubRD/nationaler_entwicklungsplan_elektromobilitaet.pdf

Capros u. a. 2007

CAPROS, P.; MANTZOS, L.; PAPANDREOU, V.; TASIOS, N.; MANTZARAS, A.: *Energy*

Systems Analysis of CCS technology. Institute of communication and computer systems (ICCS). Athen, 2007

Capros u. a. 2010

CAPROS, P.; MANTZOS, L.; TASIOS, N.; VITA, A. de; KOUVARITAKIS, N.: *EU energy trends to 2030 - Update 2009*. European Commission. Luxembourg, 2010

Christensen u. Holloway 2004

CHRISTENSEN, N.P; HOLLOWAY, Sam: *Geological storage of CO₂ from combustion of fossil fuel*. GESTCO Summary report. 2004

Damen 2007

DAMEN, Kay J.: *Reforming Fossil Fuel Use - The Merits, Costs and Risk of Carbon Dioxide Capture and Storage*. Utrecht University. Utrecht, 2007

Darde u. a. 2008

DARDE, Victor; THOMSEN, Kaj; WELL, Willy van; STEINBY, Erling: *Chilled ammonia process for CO₂ capture*. In: 15th International Conference on the Properties of Water and Steam 7 -11 September 2008 in Berlin (2008)

Davison 2006

DAVISON, J.: *Performance and costs of power plants with capture and storage of CO₂*. In: ENERGY (2006)

van Delft u. a. 2008

DELFT, Y.C. van; CORREIA, L.A.; OVERBEEK, J.P.; MEYER, D.F.; GROOT, A. de; DIJKSTRA, J.W.; JANSEN, D.: *Palladium membrane reactors for large scale production of hydrogen*. Vortrag: 8th International Conference on Catalysis in membrane Reactors. Kolkata (India), 2008

Dena 2010

DENA, Deutsche Energie-Agentur: *dena-Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in der deutschen Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025*. Berlin, 2010

Desertec 2009

DESERTEC: *Clean Power from Deserts*. Desertec Foundation. White Book. 2009

Deutsche Bundesbank 2011

DEUTSCHE BUNDESBANK: *Datenbank der Deutschen Bundesbank zu Euro-Wechselkursen*. Online Ressource - Abruf: 10.08.2011. http://www.bundesbank.de/statistik/statistik_zeitreihen.php?lang=de&open=devisen&func=row&tr=WJ5636

DLR 2009

DLR, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt: *Characterisation of Solar Electricity Import Corridors from MENA to Europe*. Stuttgart, 2009

EEA 2012

EEA: *Annual European Union greenhouse gas inventory 1990-2010 and inventory report 2012*. European Environment Agency (EEA). Technical report No 3/2012. 2012

EEA 2008

EEA, European Environment Agency: *The European Pollutant Emission Register (EPER)*. Dataset. 2008. <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/eper-the-european-pollutant-emission-register-4>

Ekström 2006

EKSTRÖM, Clas: *Comparing Cost Estimates for CCS*. 2006

Elsen u. a. 2009

ELSEN, R.O.; KEHR, M.; NOWAK, R.: *Aktuelle Projekte und Strategien für die zukünftige Stromerzeugung im Bereich fossilbefuerter Kraftwerke der RWE Power*. In: VGB PowerTech (2009), Nr. 7, S. 37–40

Epple 2011

EPPLE, Bernd: *Auf dem Weg zum CO₂-freien Kraftwerk*. TU Darmstadt. 2011. www.tu-darmstadt.de/vorbeischauen/aktuell/nachrichten_1/ccsversuchsanlage.de.jsp

Europäische Kommission 2006

EUROPÄISCHE KOMMISSION: *Grünbuch - Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie*. KOM(2006) 105 endgültig. Brüssel, 2006

Europäische Kommission 2007a

EUROPÄISCHE KOMMISSION: *Begrenzung des globalen Klimawandels auf 2 Grad Celsius - Der Weg in die Zukunft bis 2020 und darüber hinaus*. KOM(2007)2 endgültig. Brüssel, 2007

Europäische Kommission 2007b

EUROPÄISCHE KOMMISSION: *Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 2003/54/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt*. European Commission - Directorate-General for Energy and Transport. Brüssel, 2007

Europäische Kommission 2008

EUROPÄISCHE KOMMISSION: *Energy Sources, Production Costs and Performance of Technologies for Power Generation, Heating and Transport*. European Commission - Directorate-General for Energy and Transport. Brüssel, 2008

Europäische Kommission 2009

EUROPÄISCHE KOMMISSION: *Richtlinie 2009/29/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschaftssystems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten*. Brüssel, 2009

European Commission 2009

EUROPEAN COMMISSION: *European Energy Recovery Plan - Evaluation of Offshore wind and Carbon-capture and storage Summary*. Note to the attention of the members of the FP7 Programme Committee - Energy Configuration. Brüssel, 2009

European Commission 2010a

EUROPEAN COMMISSION: *Climate change: Questions and answers on the Communication Analysis of options to move beyond 20% greenhouse gas emission reductions and assessing the risk of carbon leakage*. MEMO/10/215. Brüssel, 2010

European Commission 2010b

EUROPEAN COMMISSION: *Energy 2020 - A strategy for competitive, sustainable and secure energy*. European Commission - Directorate-General for Energy and Transport. COM(2010) 639 final. Brüssel, 2010

European Commission 2011a

EUROPEAN COMMISSION: *Energy Roadmap 2050*. COM(2011) 885/2. Brüssel, 2011

European Commission 2011b

EUROPEAN COMMISSION: *A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050*. European Commission - Directorate-General for Energy and Transport. SEC(2011) 112 final. Brüssel, 2011

Eurostat 2011

EUROSTAT: *Statistical Database*. Online Ressource - Abruf: Aug. 2011. www.eurostat.org

EWEA 2011

EWEA, European Wind Energy Association: *Pure Power Wind energy targets for 2020 and 2030*. Brüssel, 2011. www.ewea.org

Fahl u. a. 2010a

FAHL, U.; BLES, M.; APFELBECK, J.; BARTH, R.; BEESTERMÖLLER, R.; BRUCHOF, D.; GÖTZ, B.; HUNDT, M.; KOBER, T.; KUDER, R.; SUN, N.: *Annahmen, Methodik und Ergebnisse von Energieszenarien für Deutschland*. Energie-Forschungszentrum Niedersachsen, Bundesnetzagentur. Göttingen, 2010

Fahl u. a. 2010b

FAHL, U.; BLES, M.; VOSS, A.; ACHTEN, P.; BRUCHOF, D.; GÖTZ, B.; HUNDT, M.; KEMPE, S.; KOBER, T.; KUDER, R.; KÜSTER, R.; LAMBAUER, J.; OHL, M.; REMME, U.; SUN, N.; WILLE, V.; WISSEL, S.; ELLERSDORFER, I.; KESICKI, F.; FRONDEL, M.; GRÖSCHE, P.; PEISTRUP, M.; RITTER, N.; VANCE, C.; ZIMMERMANN, T.; LÖSCHEL, A.; BÜHLER, G.; HOFFMANN, T.; MENNEL, T.; WÖLFING, N.: *Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 - Energieprognose 2009*. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW). 2010

Fidje u. a. 2010

FIDJE, A.; ESPEGREN, K.; WANGEN, M.; SELJOM, P.; RAMIREZ, A.; HOEFNAGELS, R.; WU, Z.; BROEK, M. van d.; STRACHAN, N.; BLES, M.; KOBER, T.; GROHNHEIT, P. E.; LÜTHJE, M.: *Analysis of potentials and costs of CO₂ storage in the Utsira aquifer in the North Sea*. Final Report for the FENCO ERA-NET project. Institute for Energy Technology, Copernicus Institute-Utrecht University, University College London, University of Stuttgart, Riso DTU. 2010

Figueroa u. a. 2008

FIGUEROA, Jose D.; FOUT, Timothy; PLASYNSKI, Sean; MCILVRIED, Howard; SRIVASTAVA, Rameshwar D.: *Advances in CO₂ capture technology - The U.S. Department of Energy's Carbon Sequestration Program*. In: International Journal of Greenhouse Gas Control 2 (2008), Nr. 1, 9 - 20. [http://dx.doi.org/10.1016/S1750-5836\(07\)00094-1](http://dx.doi.org/10.1016/S1750-5836(07)00094-1)

Fischedick u. a. 2007

FISCHEDICK, Manfred; ESKEN, Andrea; PASTOWSKI, Andreas; SCHÜWER, Dietmar; SUPERSBERGER, Nikolaus; NITSCH, Joachim; VIEBAHN, Peter; BANDI, Andreas; ZUBERBÜHLE, Ulrich; EDENHOFER, Ottmar: *Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS)*. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin, 2007

Gibbins u. a. 2005

GIBBINS, J. R.; CRANE, R. I.; LAMBROPOULOS, D.; BOOTH, C.; ROBERTS, C. A.; LORD, M.: *Maximising the Effectiveness of post combustion CO₂ capture Systems*. Alstom Power. Rugby, 2005

Gilli u. a. 2004

GILLI, P.G.; HELLFRITSCH, S.; JENTSCH, N.: *Innovativer Oxyfuel-Kraftwerksprozess mit CO₂-Abscheidung für eine auch in Zukunft wettbewerbsfähige Stromerzeugung aus Braunkohle*. Vortrag: Expertenforum Entwicklungslinien der Energietechnik. Bochum, 07.09. – 08.09. 2004. www.tu-dresden.de

Görge 2008

GÖRGE, B.: *CO₂-arme Kraftwerke*. In: energie & klima (2008), S. 58–61

Göttlicher 1999

GÖTTLICHER, G.: *The Energetics of Carbon Dioxide Capture in Power Plants*. U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, National Energy Technology Laboratory. 1999. www.netl.doe.gov

Gray u. a. 2004

GRAY, D.; SALERNO, S.; TOMLINSON, G.: *Current and Future IGCC Technologies: Bituminous Coal to Power*. 2004

Grohnheit 2010

GROHNHEIT, P. E.: *Analysis of potentials and costs of CO₂ storage in the Utsira aquifer in the North Sea; Country report - Denmark*. Risø DTU. 2010

Hammer 2011

HAMMER, K.: *Irsching 4 - Wegweisendes GuD-Kraftwerk für eine zukünftige Stromversorgung*. Online Ressource - Abruf: 17. August 2011. www.siemens.com

Hassa 2008

HASSA, R.: *Stand der Abtrennung von CO₂ aus fossil befeuerten Kraftwerken*. (2008), Nr. 6, S. 28–30

Heithoff 2008

HEITHOFF, J.: *Stand der Technik Carbon Capture and Storage (CCS)*. In: VoRWEG Gehen (2008), S. 2–13

Hendriks 2007

HENDRIKS, C.: *Carbon Capture and Storage*. UNFCCC Secretariat, Financial and Technical Support Programme. 2007. http://unfccc.int/files/cooperation_and_support/financial_mechanism/application/pdf/hendriks.pdf

Hilton 2009

HILTON, R.G.: *Chilled Ammonia Carbon Capture - process update*. Vortrag: National Association of Regulatory Commissioners. Washington D.C, USA, 19.07. 2009. www.narucmeetings.org/

Hoefnagels u. a. 2009

HOEFNAGELS, R.; RAMIREZ, A.; BROEK, M. van d.: *Analysis of potentials and costs of CO₂ storage in the Utsira aquifer in the North Sea; Country report - The Netherlands*. Copernicus Institute. 2009

Hofmann u. a. 2008

HOFMANN, D.; JOCKENHÖVEL, T.; ROSENBAUER, G.: *Carbon Capture Technologies for the European Market*. In: VGB PowerTech (2008), Nr. 7, S. 52–58

Holt 2005

HOLT, N.: *Gasification & IGCC - Design Issues & Opportunities*. Electric Power Research Institute. 2005

IBM 2009

IBM: *IBM ILOG CPLEX V12.1 - Users Manual for CPLEX*. International Business Machines Corporation. 2009

IEA 2002

IEA, International Energy Agency: *Solutions for the 21st Century Zero Emissions Technologies for Fossil Fuels - Status Report*. IEA. Paris, 2002

IEA 2004

IEA, International Energy Agency: *Prospects for CO₂ Capture and Storage*. Paris, 2004

IEA 2008a

IEA, International Energy Agency: *CO₂ Capture and Storage - A key carbon abatement option*. Paris, 2008

IEA 2008b

IEA, International Energy Agency: *World Energy Outlook - 2008*. IEA/OECD. Paris, 2008

IEA 2009

IEA, International Energy Agency: *Technology Roadmap - Carbon Capture and Storage*. Paris, 2009

IEA 2010

IEA, International Energy Agency: *World Energy Outlook - 2010*. Paris, 2010

IEA u. NEA 2010

IEA, International Energy Agency; NEA, Nuclear Energy Agency: *Projected Costs of Generating Electricity*. Paris, 2010

IEAGHG 2005

IEAGHG, IEA Greenhouse Gas R&D Programme: *Building the Cost Curves for CO₂ Storage: European Sector*. IEAGHG Report Nr. 2. 2005

IEAGHG 2006a

IEAGHG, IEA Greenhouse Gas R&D Programme: *CO₂ Capture as a Factor in Power Station Investment Decisions*. IEAGHG Report Nr. 8. 2006

IEAGHG 2006b

IEAGHG, IEA Greenhouse Gas R&D Programme: *Estimating the Future Trends in the Costs of CO₂ Capture Technologies*. IEAGHG Report Nr. 6. 2006

IEAGHG 2007

IEAGHG, IEA Greenhouse Gas R&D Programme: *Capturing CO₂*. Cheltenham, 2007

IMF 2008

IMF, International Monetary Fund: *World Economic and Financial Surveys - Database*. Online Ressource - Abruf: 12.08.2008. www.imf.org/external/pubs/weo/2008/01/weodata/weorept.aspx?pr.

IPCC 2007

IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change: *Vierter Sachstandsbericht des IPCC (AR4) Klimaänderung 2007: Zusammenfassungen für politische Entscheidungsträger*. Bern/Wien/Berlin, 2007

James 2007

JAMES, R.: *Clean Coal Technology Status: CO₂ Capture & Storage*. Electric Power Research Institute. 2007

Jansen u. a. 1992

JANSEN, B.; ROOS, C.; TERLAKY, T.: *An interior point approach to postoptimal and parametric analysis*. Technical Report Nr. 92. Delft University of Technology. Delft, 1992

Jopp 2011

JOPP, K.: *CCS-Technologien der zweiten Generation - Effizienzeinbußen mindestens halbiert*. In: BWK (2011), Nr. 3/2011, S. 25–27

JRC 2011

JRC: *2011 Technology Map of the European Strategic Energy Technology Plan*. European Commission, Joint Research Centre (JRC), Institute for Energy and Transport. JRC Scientific and Technical Reports. 2011

Kather 2011

KATHER, A.: *Effizienzsteigerung und Flexibilisierung von Braunkohlekraftwerken*. In: RWE Power:Perspektiven (2011)

Kather u. Pfaff 2011

KATHER, A.; PFAFF, I.: *Vergleich der in COORETEC verfolgten Kraftwerksprozesse unter einheitlichen realitätsnahen Randbedingungen*. Technische Universität Hamburg-Harburg. Hamburg, 2011

Kjärstad u. Johnsson 2009

KJÄRSTAD, Jan; JOHNSSON, Filip: *Ramp-up of large-scale CCS infrastructure in Europe*. In: Energy Procedia 1 (2009), S. 4201 – 4208

Klara 2006

KLARA, J. M.: *IGCC: Coal's Pathway to the Future*. In: Proceedings of Gasification Technologies Council Conference (2006)

Kluger u. a. 2010

KLUGER, Frank; MÖNCKERT, Parick; WILD, Thomas; MARQUARD, Andreas; LEVASSEUR, Armand A.: *Entwicklungsstand der Oxy-Verbrennungstechnologie*. In: BECKMANN, Michael (Hrsg.); HURTADO, Antonio (Hrsg.): *Kraftwerkstechnik - Sichere und nachhaltige Energieversorgung* Bd. 2. Dresden : Karl Thome-Kozmiensky, 2010, S. 207–220

Kober u. Blesl 2010

KOBER, T.; BLESLE, M.: *Analysis of potentials and costs of storage of CO₂ in the Utsira aquifer in the North Sea, Regional Analysis*. Final Report for the FENCO ERA-NET project, Work Package 4. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Stuttgart, 2010

Kuckshinrichs u. a. 2011

KUCKSHINRICHS, W.; MARKEWITZ, P.; LINSSEN, J.; ZAPP, P.; PETERS, M.; KÖHLER, B.; MÜLLER, T.; LEITNER, W.: *Weltweite Innovation bei der Entwicklung von CCS-Technologien und Möglichkeiten der Nutzung und des Recyclings von CO₂*. Forschungszentrum Jülich. Jülich, 2011

Kuder u. Blesl 2010

KUDER, R.; BLESLE, M.: *Technology orientated analysis of emission reduction potentials in the industrial sector in the EU-27*. Vortrag: International Energy Workshop (IEW). Stockholm, Schweden, 21. – 23. 6. 2010

Kvamsdal u. Mejdell 2005

KVAMSDAL, H. M.; MEJDELL, T.: *Tjeldbergodden power/methanol - CO₂ reduction efforts*. 2005

Leandri u. a. 2011

LEANDRI, Jean-Francois; PAELINCK, Philippe; SKEA, Adrian; BOLZ, Christian: *Cost assessment of fossil power plants equipped with CCS under typical scenarios*. Vortrag: POWER-GEN Europe, 2011

Linßen u. a. 2006

LINSSEN, J.; MARKEWITZ, P.; MARTINSEN, D.; WALBECK, M.: *Zukünftige Energieversorgung unter den Randbedingungen einer großtechnischen CO₂-Abscheidung und Speicherung*. Arbeitsbericht. Forschungszentrum Jülich. Jülich, 2006

Manzolini u. a. 2010

MANZOLINI, G.; MACCHI, E.; WRIGHT, A.; WHITE, V.; BINOTTI, M.; GAZZANI, M.; BEAVIS, R.: *CEASAR: Integration of SEWGS for carbon capture in natural gas combined cycle*. Vortrag: CCS - Ready to Go? Rotterdam, 19 - 22 April 2010

May 2001

MAY, Franz: *CO₂ storage capacity of unminable coal beds in Germany*. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe. Hannover, 2001

McCollum u. Ogden 2006

MCCOLLUM, D. L.; OGDEN, J. M.: *Techno-Economic Models for Carbon Dioxide Compression, Transport, and Storage & Correlations for Estimating Carbon Dioxide Density and Viscosity*. California, UC Davis. 2006

Metz u. a. 2005

METZ, B.; DAVIDSON, O.; CONINCK, H. C.; LOOS, M.; MEYER, L. A.; IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change (Hrsg.): *Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press. Cambridge, 2005

Minh u. a. 2009

MINH, T; GUY, W.Allinson; E.WILEY, Dianne: *Factors affecting the cost of capture for Australian lignite coal fired power plants*. In: Energy Procedia (2009), S. 763–770

MIT 2007

MIT, Massachusetts Institute of Technology: *The Future of Coal - options for a carbon-constraint world*. 2007

Naqvi u. Bolland 2007

NAQVI, R.; BOLLAND, O.: *Multi-stage chemical looping combustion (CLC) for combined cycles with CO₂ capture*. In: International Journal of Greenhouse Gas Control (2007)

Naucler u. a. 2008

NAUCLER, T.; CAMPBELL, W.; RUIJS, J.: *Carbon capture and Storage: Assessing the Economics*. McKinsey. 2008

NEEDS 2006

NEEDS: *Key Drivers for Energy trends in EU; specifications of the Baseline and Policy Scenarios*. Deliverable of WP 2.3 of RS2a of EU-FP6-project New Energy Externalities Development for Sustainability (NEEDS). 2006. www.needs-project.org

NETL 2006

NETL, National Energy Technology Laboratory: *Carbon Dioxide Capture from Existing Coal-Fired Power Plants*. The United States Department of Energy. 2006

NETL 2007

NETL, National Energy Technology Laboratory: *Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants*. Volume 1: Bituminous Coal and Natural Gas to Electricity. The United States Department of Energy. 2007

Notz u. a. 2010

NOTZ, Ralf; TÖNNIES, Inga; SCHEFFKNECHT, Günther; HASSE, Hans: *CO₂-Abtrennung für fossil befeuerte Kraftwerke*. In: *Chemie Ingenieur Technik* 82 (2010), Nr. 10, S. 1639–1653

Odenberger u. a. 2011

ODENBERGER, M.; UNGER, T.; JOHNSON, F.: The role of carbon capture and storage. In: JOHNSON, F. (Hrsg.): *European Energy Pathways - Pathways to Sustainable European Energy Systems*. Goetheborg : The Alliance for Global Sustainability, 2011, S. 169–176

Peeters u. a. 2007

PEETERS, A.N.M.; FAAIJ, A.P.C.; TURKENBURG, W.C.: *Techno-economic analysis of natural gas combined cycles with post-combustion CO₂ absorption, including a detailed evaluation of the development potential*. In: *International Journal of Greenhouse Gas Control* 1 (2007), Nr. 4, 396 - 417. [http://dx.doi.org/10.1016/S1750-5836\(07\)00068-0](http://dx.doi.org/10.1016/S1750-5836(07)00068-0)

Platts 2008

PLATTS: *UDI World Electric Power Plants Data Base*. The McGraw-Hill Companies, Inc. Washington, 2008

Rackley 2010

RACKLEY, S.A.: *Carbon Capture and storage*. Butterwoth-Heinemann. 2010

Radgen u. a. 2006

RADGEN, Peter; CREMER, Clemens; WARKENTIN, Sebastian; GERLING, Peter; MAY, Franz; KNOPE, Stephan: *Verfahren zur CO₂- Abscheidung und - Speicherung*. Umweltbundesamt. Dessau, 2006

Remme 2006

REMME, U.: *Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell*. Forschungsbericht Nr. 99. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Stuttgart, 2006

Rhudy u. Black 2007

RHUDY, R.; BLACK, S.: *Chilled Ammonia Process Update*. Electric Power Research Institute, Alstom Power Systems. Lyon, 2007 (CO₂ Capture Network)

Ringrose u. Eiken 2011

RINGROSE, P.; EIKEN, Ola: *Sleipner and Snohvid Projects*. Vortrag: Carbon Sequestration Leadership Forum - Interactive Workshop. Saudi Arabien, 01.–02.03. 2011

Rubin u. a. 2005

RUBIN, E.S.; RAO, A.B.; CHEN, C.: *Comparative Assessments of Fossil Fuel Power Plants with CO₂ Capture and Storage*. In: *International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies*. Elsevier Science. Oxford, 2005, S. 285–294

Russ u. a. 2007

RUSS, P.; WIESENTHAL, T.; REGENMORTER, D. van; CISCAR, J.C.: *Global Climate Policy Scenario for 2030 and beyond*. JRC Reference Reports. Joint Research Centre. 2007

Schwarz 2006

SCHWARZ, J.: *Feasibility Study for an Integrated Gasification Combined Cycle Facility at a Texas Site*. Electric Power Research Institute. Palo Alto, 2006

Seljom 2009

SELJOM, P.: *Analysis of potentials and costs of CO₂ storage in the Utsira aquifer in the North Sea; Country report - Norway*. Institute for Energy Technology. 2009

Smid 2011

SMID, K.: *Potentielle CO₂-Endlager in Deutschland*. Greenpeace. veröffentlicht auf Basis von Daten der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe. 2011

Strachan 2009

STRACHAN, N.: *Analysis of potentials and costs of CO₂ storage in the Utsira aquifer in the North Sea; Country report - United Kingdom*. University College London. 2009

Strachan u. a. 2011

STRACHAN, N.; HOEFNAGELS, R.; RAMIREZ, A.; BROEK, M. van d.; FIDJE, A.; ESPEGREN, K.; SELJOM, P.; BLES, M.; KOBER, T.; GROHNHEIT, P. E.: *CCS in the North Sea region: A comparison on the cost-effectiveness of storing CO₂ in the Utsira formation at regional and national scales*. In: *International Journal of Greenhouse Gas Control* 5 (2011), S. 1517 – 1532

TradeWind 2007

TRADEWIND: *Characteristic Wind Speed Time Series*. Report Work Package 2.4, TradeWind-Project. 2007

Vangkilde-Pedersen 2009

VANGKILDE-PEDERSEN, T.: *Assessing European Capacity for Geological Storage of Carbon Dioxide (GeoCapacity) - Storage capacity*. Geological Survey of Denmark and Greenland (GEUS). EU-FP6 project GeoCapacity, Work package 2, Deliverable D16. 2009

VDK 2011

VDK, Verein der Kohlenimporteure e. V.: *Jahresbericht 2011*. 2011

VGB PowerTech 2004

VGB POWERTECH: *CO₂ Capture and Storage - VGB Report on the State of the Art*. 2004

Viebahn u. a. 2010

VIEBAHN, P.; ESKEN, A.; HÖLLER, S.; LUHMANN, H.-J.; PIETZNER, K.; VALLENTIN, D.: *Regenerative Energien (RE) im Vergleich mit CO₂-Abtrennung und -Ablagerung (CCS) RECCS plus*. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH. Eine Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Wuppertal, 2010

Vosbeek u. a. 2007

VOSBEEK, M.; WARMENHOVEN, H.; PLOUMEN, P.; SIMMELINK, E.; HAGEDOORN, S.; HENDRIKS, C.; GROENENBERG, H.; ABDOELLAKHAN, I.: *Making large-scale Carbon Capture and Storage CCS in the Netherlands work*. TNO Report. An agenda for 2007-2020 Policy, Technology and Organisation. 2007

Wildenborg u. a. 2004

WILDENBORG, Ton; GALE, John; HENDRIKS, Chris; HOLLOWAY, Sam; BRANDSMA, Ruut; KREFT, Eric; LOKHORST, Ad: *Cost Curves for CO₂ Storage: European Sector*. Netherlands Institute of Applied Geoscience, TNO. Utrecht, 2004

Wissel u. a. 2010

WISSEL, S.; FAHL, U.; BLES, M.; VOSS, A.: *Erzeugungskosten zur Bereitstellung elektrischer Energie von Kraftwerksoptionen in 2015*. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Arbeitsbericht Nr. 8. Stuttgart, 2010

WNA 2011

WNA, World Nuclear Association: *Emerging Nuclear Energy Countries*. Online Ressource - Abruf: 20. Mai 2011. www.worldnuclear.org

ZEP 2006

ZEP, European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants: *Power Plant and Carbon Dioxide Capture*. The final report from Working Group 1. 2006. www.zeroemissionsplatform.eu

ZEP 2010

ZEP, European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants: *Moving forward with CO₂ Capture and Storage (CCS)*. 2010. www.zeroemissionsplatform.eu

Ziesing 2011

ZIESING, H. J.: *Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2010*. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen. Berlin, 2011

Anhang A - Allgemeine Rahmenannahmen

Tabelle A.1: Kennzahlen zur Währungsumrechnung und Inflationsbereinigung (Deutsche Bundesbank 2011; IMF 2008)

Energieträger	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Wechselkurs US\$ - €(nominal)	1,0827	1,1166	1,0575	0,884	0,8039	0,8038	0,7964	0,7297	0,6799
Erzeugerpreisindex der Investitions- güterproduzenten (EU-16)	93,03	93,86	94,69	94,92	95,63	96,93	98,25	100,00	101,91
Umrechnungskurs US\$ - € ₂₀₀₇	1,1638	1,1897	1,1168	0,9313	0,8407	0,8292	0,8106	0,7297	0,6929

Anhang B - Überblick über die Literaturlauswertung

Tabelle B.1: Übersicht der Ergebnisse der Literaturlauswertung zukünftiger Investitionskosten und Wirkungsgrade von CCS-Technologien

Quelle	Abtrennkonzzept	Energie-träger	Investitionskosten [€ ₂₀₀₇ /kW]	Nettowirkungsgrad	Bemerkungen
(Alstom 2003)	Post	Steinkohle	1801	32 %	unterschiedliche Vergaserdrücke (Advanced) Chemical Looping, Membranen
	Pre	Steinkohle	2203 - 2340	29 % - 31 %	
	Oxy	Steinkohle	1485 - 2623	26 % - 39 %	
(Bauer 2009)	Post	Braunkohle	3000	42 % - 45 %	Wirkungsgradspannbreiten bedingt durch Lerneffekte
(Birnbäum u. a. 2010)	Post	Steinkohle	1720	44 % - 47 %	
	Pre	Braunkohle	2230	42 % - 46 %	
(van den Broeck u. a. 2007)	Post	Steinkohle	1444 - 1910	36 % - 47 %	Spannbreiten bedingt durch Lerneffekte
	Pre	Steinkohle	1341 - 1960	38 % - 50 %	
(Capros u. a. 2007)	Post	Steinkohle	+833 - +894	-12 %	Investitionskosten als zusätzliche Kosten zur Kraftwerkstechnologie ohne CCS, Wirkungsgrade als Verluste ggü. der Kraftwerkstechnologie ohne CCS, Spannbreiten bedingt durch Lerneffekte
		Braunkohle	+819 - +882	-11 %	
		Erdgas	+505 - +520	-7 %	
	Pre	Steinkohle	+431 - +467	-8 %	
		Braunkohle	+417 - +457	-7 %	
		Erdgas	+388 - +401	-9 %	
Oxy	Steinkohle	+655 - +685	-9 %		
	Braunkohle	+635 - +666	-8 %		
	Erdgas	+425 - +434	-9 %		
(Damen 2007)	Post	Steinkohle	1612 - 1935	36 % - 44 %	Spannbreiten bedingt durch Lerneffekte
		Erdgas	699 - 914	49 % - 56 %	
	Pre	Steinkohle	1505 - 2042	38 % - 48 %	
(Davison 2006)	Post	Steinkohle	1604 - 1656	43 % - 44 %	unterschiedliche Aminlösungen
		Erdgas	704 - 719	53 % - 54 %	
	Pre	Steinkohle	1471 - 1787	42 % - 46 %	unterschiedl. Vergaser
		Oxy	Steinkohle	1787	
(Ekström 2006)	Post	Braunkohle	2000	49 %	1000 MW, Werte geschätzt
		Steinkohle	1700	49 %	600 MW, Werte geschätzt
		Braunkohle	2000	49 %	1000 MW, Werte geschätzt
(Europäische Kommission 2008)	Post	Steinkohle	1592 - 2785	35 %	Spannbreiten bedingt durch Lerneffekte
		Erdgas	904 - 1341	55 %	
	Pre	Steinkohle	1388 - 2476	35 %	
(Schwarz 2006)	Post	Steinkohle	3113	29 %	Retrofit
	Pre	Steinkohle	3275	29 %	
(Gibbins u. a. 2005)	Post	Steinkohle	1411 - 1560	33 % - 37 %	unterschiedliche chem. Lösungsmittel, Retrofit
(Gray 2004)	Pre	Steinkohle	972 - 1168	34 % - 42 %	verschiedene Vergasungskonzepte
(Göttlicher 1999)	Post	Steinkohle	1850	33 %	Super-critical
		Erdgas	638	52 %	
	Pre	Steinkohle	1436 - 1772	36 % - 44 %	chem./physik. Absorption, Luft- bzw. Sauerstoff-Vergasung
		Erdgas	817	50 %	
Oxy	Steinkohle	1173 - 1734	36 % - 42 %		
	Erdgas	982	49 %		
(Hendriks 2007)	Post	Steinkohle	1496 - 1496	43 % - 48 %	Spannbreiten bedingt durch Lerneffekte
		Erdgas	632 - 799	54 % - 58 %	
	Pre	Steinkohle	2002 - 2212	43 % - 47 %	
		Erdgas	811 - 990	53 % - 57 %	
	Oxy	Steinkohle	1496 - 1654	42 % - 46 %	
Erdgas	737 - 948	50 % - 57 %			
(Holt 2005)	Pre	Coal	1843 - 2457	-12	4 Vergaserkonzepte

Quelle	Abtrenn- konzept	Energie- träger	Investitionskosten [€ ₂₀₀₇ /kW]	Nettowir- kungsgrad	Bemerkungen
(IEA 2002)	Post	Steinkohle	1510-1837	31 %- 36 %	Spannbreiten bedingt durch Lerneffekte
	Pre	Steinkohle	1283-1678	36 %- 44 %	
		Erdgas	786-891	48 %- 54 %	
(IEA 2004)	Post	Steinkohle	1453-1563	31 %- 42 %	versch. Vergaser, Lerneffekte Spannbreiten bedingt durch Lerneffekte
	Pre	Steinkohle	1382-1774	38 %- 40 %	
		Erdgas	676-676	47 %- 51 %	
(IEAGHG 2006a)	Post	Steinkohle	1641-1694	35 %- 35 %	versch. Lösungsmittel
		Erdgas	721-736	47 %- 50 %	
	Pre	Steinkohle	1505-1828	32 %- 35 %	versch. Vergaserkonzepte
		Erdgas	753	42 %	
	Oxy	Steinkohle	1828	35 %	
		Erdgas	1270	45 %	
(IEAGHG 2006b)	Post	Steinkohle	1725	25 %	
	Pre	Steinkohle	1610	35 %	
		Erdgas	805	45 %	
	Oxy	Steinkohle	2125	26 %	
(IEAGHG 2007)	Post	Steinkohle	1700	36 %	verschiedene Vergaserkonzept- te
		Erdgas	746	50 %	
	Pre	Steinkohle	1534-1824	32 %- 35 %	
(IEA 2008b)	Post	Steinkohle	2080-2116	37 %- 42 %	Spannbreiten bedingt durch Lerneffekte
		Erdgas	985-1022	52 %- 53 %	
	Pre	Steinkohle	2372-2444	38 %- 44 %	
(Metz u. a. 2005)	Pre	Steinkohle	1243-1996	31 %- 40 %	Spannbreiten bedingt durch Lerneffekte und unter- schiedliche Abtrennraten
		Erdgas	799-1109	47 %- 50 %	
(James 2007)	Oxy	Steinkohle	1540	35 %	
	Post	Steinkohle	1832-3015	30 %	
(Klara 2006)	Pre	Steinkohle	1574-3206	33 %- 36 %	4 Vergaserkonzepte, zwei Kostenprognosen
		Steinkohle	1824	35 %	
	Oxy	Erdgas	1285	45 %	
(Kvamsdal u. Mejdell 2005)	Post	Steinkohle	2129-2136	26 %- 30 %	sub and Super-critical als Post-combustion ange- nommen
		Erdgas	801	48 %	
(MIT 2007)	Pre	Steinkohle	1820	35 %	untersch. Prozesseinbindung der chem. Absorption
	Post	Erdgas	894-994	42 %- 45 %	
		Steinkohle	1476-2066	35 %- 28 %	
(NETL 2007)	Pre	Steinkohle	1333-1653	34 %- 40 %	versch. Dampfparameter, MEA versch. Vergaserkonzepte versch. Dampfparameter
		Steinkohle	1631-2115	36 %- 32 %	
	Oxy	Steinkohle	1708-1907	33 %- 34 %	
(Peeters u. a. 2007)	Post	Erdgas	687-882	49 %- 55 %	Lerneffekte
(Rubin u. a. 2005)	Post	Steinkohle	1609-2139	31 %- 34 %	
		Erdgas	680-1675	46 %- 47 %	
	Pre	Steinkohle	1169-1974	33 %- 36 %	
(Linßen u. a. 2006)	Post	Steinkohle	1327-1451	37 %- 44 %	Spannbreiten bedingt durch Lerneffekte
		Braunkohle	1493-1642	35 %- 42 %	
		Erdgas	580-663	50 %- 54 %	
	Pre	Steinkohle	1244-1576	44 %- 47 %	
		Braunkohle	1368-1783	40 %- 45 %	
	Oxy	Steinkohle	1410-1534	41 %- 45 %	
(Viebahn u. a. 2010)	Post	Braunkohle	1509-1658	39 %- 43 %	Spannbreiten bedingt durch Lerneffekte
		Steinkohle	1550-1700	40 %- 44 %	
	Pre	Braunkohle	1970-1810	34 %- 39 %	
(ZEP 2006)	Post	Erdgas	730-870	51 %- 55 %	
		Steinkohle	1650-1940	42 %- 46 %	
	Oxy	Steinkohle	1491	36 %	
(ZEP 2006)	Post	Braunkohle	1736	39 %	

Quelle	Abtrenn- konzept	Energie- träger	Investitionskosten [€ ₂₀₀₇ /kW]	Nettowir- kungsgrad	Bemerkungen
		Erdgas	765	48 %	
	Pre	Steinkohle	1627	36 %	
		Braunkohle	1606	41 %	
		Erdgas	893	48 %	
	Oxy	Steinkohle	1493	36 %	
		Braunkohle	1724	41 %	
		Erdgas	1162	48 %	

Anhang D - Modellierung von CO₂-Transport und Speicherung

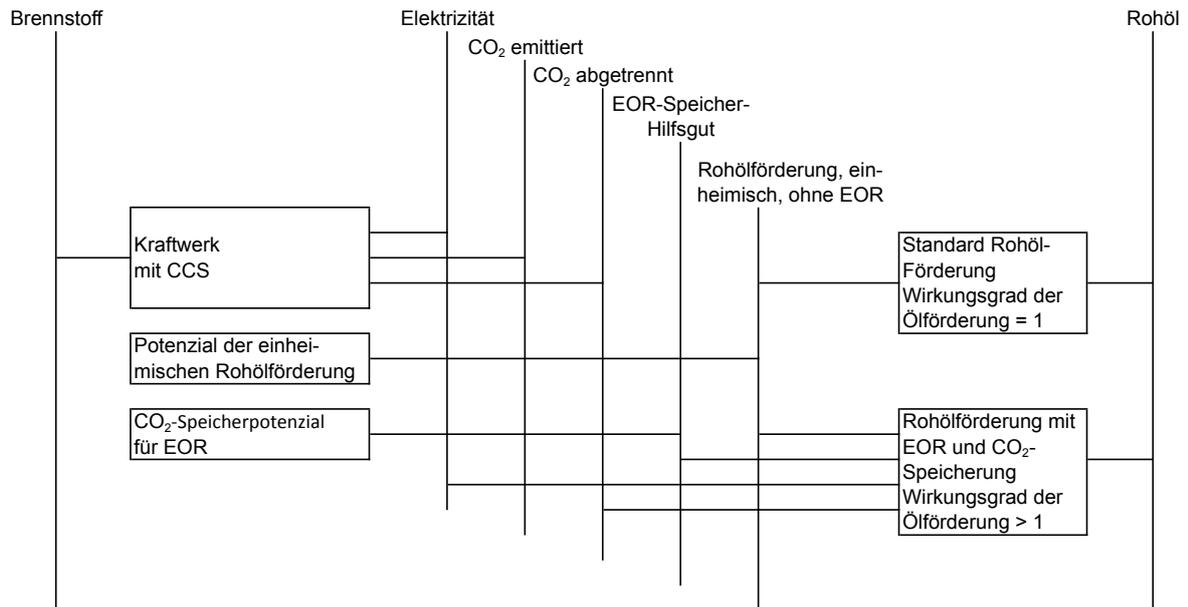


Abbildung D.1: Modellierung der CCS-Kette für die CO₂-Speicherung in Erdöllagerstätten mit verbesserter Rohölförderung (EOR)

Anhang E - Ergebnisse der CCS-Parametervariation

Tabelle E.1: Wirkungsgrad- und Investitionskosteneffekte bei der Variation der CCS-Kraftwerksparameter in den Szenarien C50, EKE, C75 und EKE_32

Strommengen in TWh	2030				2050			
	C50	EKE	C75	EKE_32	C50	EKE	C75	EKE_32
Maximale zusätzliche CCS-Strommengen in CCS-Kraftwerken auf Kohlebasis								
insgesamt	2	45	160	157	129	51	187	201
davon maximal durch:								
Wirkungsgradsteigerungen	2	20	80	98	92	38	109	127
Investitionskostenreduktionen	1	28	104	124	114	31	132	144
Maximale zusätzliche CCS-Strommengen in CCS-Kraftwerken auf Erdgasbasis								
insgesamt	0	20	24	56	0	98	127	155
davon maximal durch:								
Wirkungsgradsteigerungen	0	20	24	56	0	76	85	132
Investitionskostenreduktionen	0	0	21	25	0	42	53	100

Forschungsberichte des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung

Bezugsadresse: Universität Stuttgart
 Institut für Energiewirtschaft
 und Rationelle Energieanwendung
 - Bibliothek -
 D-70550 Stuttgart

Tel.: 0711 / 685 87861
Fax: 0711 / 685 87873
E-Mail: bib@ier.uni-stuttgart.de

Bestellungen sind auch über Internet möglich:
<http://www.ier.uni-stuttgart.de>

- Band 117 T. Kober
Energiewirtschaftliche Anforderungen an neue fossil befeuerte Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung im liberalisierten europäischen Elektrizitätsmarkt
März 2014, 158 Seiten, 15 €
- Band 116 S. Wissel
Ganzheitlich-integrierte Betrachtung der Kernenergie im Hinblick auf eine nachhaltige Energieversorgung
Februar 2014, 230 Seiten, 15 €
- Band 115 R. Kuder
Energieeffizienz in der Industrie – Modellgestützte Analyse des effizienten Energieeinsatzes in der EU-27 mit Fokus auf den Industriesektor
Februar 2014, 286 Seiten, 15 €
- Band 114 J. Tomaschek
Long-term optimization of the transport sector to address greenhouse gas reduction targets under rapid growth – Application of an energy system model for Gauteng province, South Africa
Dezember 2013, 263 Seiten, 15 €
- Band 113 B. Rühle
Kosten regionaler Energie- und Klimapolitik - Szenarioanalysen mit einem Energiesystemmodell auf Bundesländerebene
November 2013, 196 Seiten, 15 €
- Band 112 N. Sun
Modellgestützte Untersuchung des Elektrizitätsmarktes - Kraftwerkeinsatzplanung und -investitionen
August 2013, 173 Seiten, 15 €

- Band 111 J. Lambauer
Auswirkungen von Basisinnovationen auf die Energiewirtschaft und die Energienachfrage in Deutschland - Am Beispiel der Nano und Biotechnologie
März 2013, 303 Seiten, 15 €
- Band 110 R. Barth
Ökonomische und technisch-betriebliche Auswirkungen verteilter Elektrizitätserzeugung in Verteilungsnetzen - eine modellgestützte Analyse am Beispiel eines Mittelspannungsnetzes
März 2013, 234 Seiten, 15 €
- Band 109 D. Bruchof
Energiewirtschaftliche Verkehrsstrategie - Möglichkeiten und Grenzen alternativer Kraftstoffe und Antriebe in Deutschland und der EU-27
März 2012, 226 Seiten, 15 €
- Band 108 E. D. Özdemir
The Future Role of Alternative Powertrains and Fuels in the German Transport Sector - A model based scenario analysis with respect to technical, economic and environmental aspects with a focus on road transport
Januar 2012, 194 Seiten, 15 €
- Band 107 U. Kugler
Straßenverkehrsemissionen in Europa - Emissionsberechnung und Bewertung von Minderungsmaßnahmen
Januar 2012, 236 Seiten, 15 €
- Band 106 M. Blesl, D. Bruchof, U. Fahl, T. Kober, R. Kuder, B. Götz, A. Voß
Integrierte Szenarioanalysen zu Energie- und Klimaschutzstrategien in Deutschland in einem Post-Kyoto-Regime
Februar 2011, 200 Seiten, 15 €
- Band 105 O. Mayer-Spohn
Parametrised Life Cycle Assessment of Electricity Generation in Hard-Coal-Fuelled Power Plants with Carbon Capture and Storage
Dezember 2009, 210 Seiten, 15 €
- Band 104 A. König
Ganzheitliche Analyse und Bewertung konkurrierender energetischer Nutzungspfade für Biomasse im Energiesystem Deutschland bis zum Jahr 2030
Juli 2009, 194 Seiten, 15 €
- Band 103 C. Kruck
Integration einer Stromerzeugung aus Windenergie und Speichersystemen unter besonderer Berücksichtigung von Druckluft-Speicherkraftwerken
Mai 2008, 162 Seiten, 13 €

- Band 102 U. Fahl, B. Rühle, M. Blesl, I. Ellersdorfer, L. Eltrop, D.-C. Harlinghausen, R. Küster, T. Rehrl, U. Remme, A. Voß
Energieprognose Bayern 2030
 Oktober 2007, 296 Seiten, 18 € (z. Zt. vergriffen)
- Band 101 U. Remme, M. Blesl, U. Fahl
Global resources and energy trade: An overview for coal, natural gas, oil and uranium
 Juli 2007, 108 Seiten, 10 €
- Band 100 S. Eckardt
Energie- und Umweltmanagement in Hotels und Gaststätten: Entwicklung eines Softwaretools zur systematischen Prozessanalyse und Managementunterstützung
 Mai 2007, 152 Seiten, 13 €
- Band 99 U. Remme
Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell
 August 2006, 336 Seiten, 20 €
- Band 98 L. Eltrop, J. Moerschner, M. Härdlein, A. König
Bilanz und Perspektiven der Holzenergienutzung in Baden-Württemberg
 Mai 2006, 102 Seiten, 10 €
- Band 97 B. Frey
Modellierung systemübergreifender Energie- und Kohlenstoffbilanzen in Entwicklungsländern
 Mai 2006, 148 Seiten, 13 €
- Band 96 K. Sander
Potenziale und Perspektiven stationärer Brennstoffzellen
 Juni 2004, 256 Seiten, 18 €
- Band 95 M. A. dos Santos Bernardes
Technische, ökonomische und ökologische Analyse von Aufwindkraftwerken
 März 2004, 228 Seiten, 15 €
- Band 94 J. Bagemihl
Optimierung eines Portfolios mit hydro-thermischem Kraftwerkspark im börslichen Strom- und Gasterminmarkt
 Februar 2003, 138 Seiten, 10 €
- Band 93 A. Stuible
Ein Verfahren zur graphentheoretischen Dekomposition und algebraischen Reduktion von komplexen Energiesystemmodellen
 November 2002, 156 Seiten, 13 €

- Band 92 M. Blesl
Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs
August 2002, 282 Seiten, 18 €
- Band 91 S. Briem, M. Blesl, M. A. dos Santos Bernardes, U. Fahl, W. Krewitt, M. Nill, S. Rath-Nagel, A. Voß
Grundlagen zur Beurteilung der Nachhaltigkeit von Energiesystemen in Baden-Württemberg
August 2002, 138 Seiten, 10 €
- Band 90 B. Frey, M. Neubauer
Energy Supply for Three Cities in Southern Africa
Juli 2002, 96 Seiten, 8 €
- Band 89 A. Heinz, R. Hartmann, G. Hitzler, G. Baumbach
Wissenschaftliche Begleitung der Betriebsphase der mit Rapsölmethylester befeuerten Energieversorgungsanlage des Deutschen Bundestages in Berlin
Juli 2002, 212 Seiten, 15 €
- Band 88 M. Sawillion
Aufbereitung der Energiebedarfsdaten und Einsatzanalysen zur Auslegung von Blockheizkraftwerken
Juli 2002, 136 Seiten, 10 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 87 T. Marheineke
Lebenszyklusanalyse fossiler, nuklearer und regenerativer Stromerzeugungstechniken
Juli 2002, 222 Seiten, 15 €
- Band 86 B. Leven, C. Hoeck, C. Schaefer, C. Weber, A. Voß
Innovationen und Energiebedarf - Analyse ausgewählter Technologien und Branchen mit dem Schwerpunkt Stromnachfrage
Juni 2002, 224 Seiten, 15 €
- Band 85 E. Laege
Entwicklung des Energiesektors im Spannungsfeld von Klimaschutz und Ökonomie - Eine modellgestützte Systemanalyse
Januar 2002, 254 Seiten, 15 €
- Band 84 S. Molt
Entwicklung eines Instrumentes zur Lösung großer energiesystemanalytischer Optimierungsprobleme durch Dekomposition und verteilte Berechnung
Oktober 2001, 166 Seiten, 13 €
- Band 83 D. Hartmann
Ganzheitliche Bilanzierung der Stromerzeugung aus regenerativen Energien
September 2001, 228 Seiten, 15 € (*z. Zt. vergriffen*)

- Band 82 G. Kühner
Ein kosteneffizientes Verfahren für die entscheidungsunterstützende Umweltanalyse von Betrieben
September 2001, 210 Seiten, 15 €
- Band 81 I. Ellersdorfer, H. Specht, U. Fahl, A. Voß
Wettbewerb und Energieversorgungsstrukturen der Zukunft
August 2001, 172 Seiten, 13 €
- Band 80 B. Leven, J. Neubarth, C. Weber
Ökonomische und ökologische Bewertung der elektrischen Wärmepumpe im Vergleich zu anderen Heizungssystemen
Mai 2001, 166 Seiten, 13 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 79 R. Krüger, U. Fahl, J. Bagemihl, D. Herrmann
Perspektiven von Wasserstoff als Kraftstoff im öffentlichen Straßenpersonenverkehr von Ballungsgebieten und von Baden-Württemberg
April 2001, 142 Seiten, 13 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 78 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (eds.)
Biogenic Greenhouse Gas Emissions from Agriculture in Europe
Februar 2001, 248 Seiten, 15 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 77 W. Rüdfler
Integrierte Ressourcenplanung für Baden-Württemberg
Januar 2001, 284 Seiten, 18 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 76 S. Rivas
Ein agro-ökologisches regionalisiertes Modell zur Analyse des Brennholzversorgungssystems in Entwicklungsländern
Januar 2001, 200 Seiten, 15 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 75 M. Härdtlein
Ansatz zur Operationalisierung ökologischer Aspekte von "Nachhaltigkeit" am Beispiel der Produktion und Nutzung von Triticale (\times Triticosecale Wittmack)-Ganzpflanzen unter besonderer Berücksichtigung der luftgetragenen N-Freisetzungen
September 2000, 168 Seiten, 13 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 74 T. Marheineke, W. Krewitt, J. Neubarth, R. Friedrich, A. Voß
Ganzheitliche Bilanzierung der Energie- und Stoffströme von Energieversorgungstechniken
August 2000, 118 Seiten, 10 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 73 J. Sontow
Energiewirtschaftliche Analyse einer großtechnischen Windstromerzeugung
Juli 2000, 242 Seiten, 15 €

- Band 72 H. Hermes
Analysen zur Umsetzung rationeller Energieanwendung in kleinen und mittleren Unternehmen des Kleinverbrauchersektors
Juli 2000, 188 Seiten, 15 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 71 C. Schaefer, C. Weber, H. Voss-Uhlenbrock, A. Schuler, F. Oosterhuis, E. Nieuwlaar, R. Angioletti, E. Kjellsson, S. Leth-Petersen, M. Togeby, J. Munksgaard
Effective Policy Instruments for Energy Efficiency in Residential Space Heating - an International Empirical Analysis (EPISODE)
Juni 2000, 146 Seiten, 13 €
- Band 70 U. Fahl, J. Baur, I. Ellersdorfer, D. Herrmann, C. Hoeck, U. Remme, H. Specht, T. Steidle, A. Stuible, A. Voß
Energieverbrauchsprognose für Bayern
Mai 2000, 240 Seiten, 15 €
Kurzfassung, 46 Seiten, 5 €
- Band 69 J. Baur
Verfahren zur Bestimmung optimaler Versorgungsstrukturen für die Elektrifizierung ländlicher Gebiete in Entwicklungsländern
Mai 2000, 154 Seiten, 13 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 68 G. Weinrebe
Technische, ökologische und ökonomische Analyse von solarthermischen Turmkraftwerken
April 2000, 212 Seiten, 15 €
- Band 67 C.-O. Wene, A. Voß, T. Fried (eds.)
Experience Curves for Policy Making - The Case of Energy Technologies
April 2000, 282 Seiten, 18 €
- Band 66 A. Schuler
Entwicklung eines Modells zur Analyse des Endenergieeinsatzes in Baden-Württemberg
März 2000, 236 Seiten, 15 €
- Band 65 A. Schäfer
Reduction of CO₂-Emissions in the Global Transportation Sector
März 2000, 290 Seiten, 18 €
- Band 64 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (eds.)
Biogenic Emissions of Greenhouse Gases Caused by Arable and Animal Agriculture - Processes, Inventories, Mitigation -
März 2000, 148 Seiten, 13 €

- Band 63 A. Heinz, R. Stülpnagel, M. Kaltschmitt, K. Scheffer, D. Jeziarska
Feucht- und Trockengutlinien zur Energiegewinnung aus biogenen Festbrennstoffen. Vergleich anhand von Energie- und Emissionsbilanzen sowie anhand der Kosten
 Dezember 1999, 308 Seiten, 20 €
- Band 62 U. Fahl, M. Blesl, D. Herrmann, C. Kemfert, U. Remme, H. Specht, A. Voß
Bedeutung der Kernenergie für die Energiewirtschaft in Baden-Württemberg - Auswirkungen eines Kernenergieausstiegs
 November 1999, 146 Seiten, 13 €
- Band 61 A. Greßmann, M. Sawillion, W. Krewitt, R. Friedrich
Vergleich der externen Effekte von KWK-Anlagen mit Anlagen zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme
 September 1999, 138 Seiten, 10 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 60 R. Lux
Auswirkungen fluktuierender Einspeisung auf die Stromerzeugung konventioneller Kraftwerkssysteme
 September 1999, 162 Seiten, 13 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 59 M. Kayser
Energetische Nutzung hydrothermalen Erdwärmevorkommen in Deutschland - Eine energiewirtschaftliche Analyse -
 Juli 1999, 184 Seiten, 15 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 58 C. John
Emissionen von Luftverunreinigungen aus dem Straßenverkehr in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung - Untersuchung von Emissions-szenarien am Beispiel Baden-Württembergs
 Juni 1999, 214 Seiten, 15 €
- Band 57 T. Stelzer
Biokraftstoffe im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen - Lebensweg-analysen von Umweltwirkungen
 Mai 1999, 212 Seiten, 15 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 56 R. Lux, J. Sontow, A. Voß
Systemtechnische Analyse der Auswirkungen einer windtechnischen Stromerzeugung auf den konventionellen Kraftwerkspark
 Mai 1999, 322 Seiten, 20 € (*z. Zt. vergriffen*)
 Kurzfassung, 48 Seiten, 5 €
- Band 55 B. Biffar
Messung und Synthese von Wärmelastgängen in der Energieanalyse
 Mai 1999, 236 Seiten, 15 €

- Band 54 E. Fleißner
Statistische Methoden der Energiebedarfsanalyse im Kleinverbrauchersektor
Januar 1999, 306 Seiten, 20 € (z. Zt. vergriffen)
- Band 53 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (Hrsg.)
Approaches to Greenhouse Gas Inventories of Biogenic Sources in Agriculture
Januar 1999, 252 Seiten, 18 €
- Band 52 J. Haug, B. Gebhardt, C. Weber, M. van Wees, U. Fahl, J. Adnot, L. Cauret, A. Pierru, F. Lantz, J.-W. Bode, J. Vis, A. van Wijk, D. Staniaszek, Z. Zavody
Evaluation and Comparison of Utility's and Governmental DSM-Programmes for the Promotion of Condensing Boilers
Oktober 1998, 156 Seiten, 13 €
- Band 51 M. Blesl, A. Schweiker, C. Schlenzig
Erweiterung der Analysemöglichkeiten von NetWork - Der Netzwerkeditor
September 1998, 112 Seiten, 10 €
- Band 50 S. Becher
Biogene Festbrennstoffe als Substitut für fossile Brennstoffe - Energie- und Emissionsbilanzen
Juli 1998, 200 Seiten, 15 €
- Band 49 P. Schaumann, M. Blesl, C. Böhringer, U. Fahl, R. Kühner, E. Läge, S. Molt, C. Schlenzig, A. Stuibler, A. Voß
Einbindung des ECOLOG-Modells 'E³Net' und Integration neuer methodischer Ansätze in das IKARUS-Instrumentarium (ECOLOG II)
Juli 1998, 110 Seiten, 10 €
- Band 48 G. Poltermann, S. Berret
ISO 14000ff und Öko-Audit - Methodik und Umsetzung
März 1998, 184 Seiten, 15 €
- Band 47 C. Schlenzig
PlaNet: Ein entscheidungsunterstützendes System für die Energie- und Umweltplanung
Januar 1998, 230 Seiten, 15 €
- Band 46 R. Friedrich, P. Bickel, W. Krewitt (Hrsg.)
External Costs of Transport
April 1998, 144 Seiten, 13 €
- Band 45 H.-D. Hermes, E. Thöne, A. Voß, H. Despretz, G. Weimann, G. Kamelander, C. Ureta
Tools for the Dissemination and Realization of Rational Use of Energy in Small and Medium Enterprises
Januar 1998, 352 Seiten, 20 €

- Band 44 C. Weber, A. Schuler, B. Gebhardt, H.-D. Hermes, U. Fahl, A. Voß
Grundlagenuntersuchungen zum Energiebedarf und seinen Bestimmungsfaktoren
 Dezember 1997, 186 Seiten, 15 €
- Band 43 J. Albiger
Integrierte Ressourcenplanung in der Energiewirtschaft mit Ansätzen aus der Kraftwerkseinsatzplanung
 November 1997, 168 Seiten, 13 €
- Band 42 P. Berner
Maßnahmen zur Minderung der Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen aus der Lackanwendung - Vergleich zwischen Abluftreinigung und primären Maßnahmen am Beispiel Baden-Württembergs
 November 1997, 238 Seiten, 15 €
- Band 41 J. Haug, M. Sawillion, U. Fahl, A. Voß, R. Werner, K. Weiß, J. Rösch, W. Wölfle
Analysis of Impediments to the Rational Use of Energy in the Public Sector and Implementation of Third Party Financing Strategies to improve Energy Efficiency
 August 1997, 122 Seiten, 10 €
- Band 40 U. Fahl, R. Krüger, E. Läge, W. Rüdfler, P. Schaumann, A. Voß
Kostenvergleich verschiedener CO₂-Minderungsmaßnahmen in der Bundesrepublik Deutschland
 August 1997, 156 Seiten, 13 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 39 M. Sawillion, B. Biffar, K. Hufendiek, R. Lux, E. Thöne
MOSAİK - Ein EDV-Instrument zur Energieberatung von Gewerbe und mittelständischer Industrie
 Juli 1997, 172 Seiten, 13 €
- Band 38 M. Kaltschmitt
Systemtechnische und energiewirtschaftliche Analyse der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland
 April 1997, 108 Seiten, 10 €
- Band 37 C. Böhringer, T. Rutherford, A. Pahlke, U. Fahl, A. Voß
Volkswirtschaftliche Effekte einer Umstrukturierung des deutschen Steuersystems unter besonderer Berücksichtigung von Umweltsteuern
 März 1997, 82 Seiten, 8 €
- Band 36 P. Schaumann
Klimaverträgliche Wege der Entwicklung der deutschen Strom- und Fernwärmeversorgung - Systemanalyse mit einem regionalisierten Energiemodell -
 Januar 1997, 282 Seiten, 18 €

- Band 35 R. Kühner
Ein verallgemeinertes Schema zur Bildung mathematischer Modelle energiewirtschaftlicher Systeme
Dezember 1996, 262 Seiten, 18 €
- Band 34 U. Fahl, P. Schaumann
Energie und Klima als Optimierungsproblem am Beispiel Niedersachsen
November 1996, 124 Seiten, 10 €
- Band 33 W. Krewitt
Quantifizierung und Vergleich der Gesundheitsrisiken verschiedener Stromerzeugungssysteme
November 1996, 196 Seiten, 15 €
- Band 32 C. Weber, B. Gebhardt, A. Schuler, T. Schulze, U. Fahl, A. Voß, A. Perrels, W. van Arkel, W. Pellekaan, M. O'Connor, E. Schenk, G. Ryan
Consumers' Lifestyles and Pollutant Emissions
September 1996, 118 Seiten, 10 €
- Band 31 W. Ruffler, A. Schuler, U. Fahl, H.W. Balandynowicz, A. Voß
Szenariorechnungen für das Projekt *Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden-Württemberg*
Juli 1996, 140 Seiten, 13 €
- Band 30 C. Weber, B. Gebhardt, A. Schuler, U. Fahl, A. Voß
Energy Consumption and Air-Borne Emissions in a Consumer Perspective
September 1996, 264 Seiten, 18 €
- Band 29 M. Hanselmann
Entwicklung eines Programmsystems zur Optimierung der Fahrweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen
August 1996, 138 Seiten, 13 €
- Band 28 G. Schmid
Die technisch-ökonomische Bewertung von Emissionsminderungsstrategien mit Hilfe von Energiemodellen
August 1996, 184 Seiten, 15 €
- Band 27 A. Obermeier, J. Seier, C. John, P. Berner, R. Friedrich
TRACT: Erstellung einer Emissionsdatenbasis für TRACT
August 1996, 172 Seiten, 13 €
- Band 26 T. Hellwig
OMNIUM - Ein Verfahren zur Optimierung der Abwärmenutzung in Industriebetrieben
Mai 1998, 118 Seiten, 10 €

- Band 25 R. Laing
CAREAIR - ein EDV-gestütztes Instrumentarium zur Untersuchung von Emissionsminderungsstrategien für Dritte-Welt-Länder dargestellt am Beispiel Nigerias
 Februar 1996, 221 Seiten, 20 €
- Band 24 P. Mayerhofer, W. Krewitt, A. Trukenmüller, A. Greßmann, P. Bickel, R. Friedrich
Externe Kosten der Energieversorgung
 März 1996, Kurzfassung, 40 Seiten, 3 €
- Band 23 M. Blesl, C. Schlenzig, T. Steidle, A. Voß
Entwicklung eines Energieinformationssystems
 März 1996, 76 Seiten, 3 €
- Band 22 M. Kaltschmitt, A. Voß
Integration einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung in den konventionellen Kraftwerksverbund
 Juni 1995, Kurzfassung, 51 Seiten, 3 €
- Band 21 U. Fahl, E. Läge, W. Rüffler, P. Schaumann, C. Böhringer, R. Krüger, A. Voß
Emissionsminderung von energiebedingten klimarelevanten Spurengasen in der Bundesrepublik Deutschland und in Baden-Württemberg
 September 1995, 454 Seiten, 26 €
 Kurzfassung, 48 Seiten, 3 €
- Band 20 M. Fishedick
Erneuerbare Energien und Blockheizkraftwerke im Kraftwerksverbund - Technische Effekte, Kosten, Emissionen
 Dezember 1995, 196 Seiten, 15 €
- Band 19 A. Obermeier
Ermittlung und Analyse von Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen in Baden-Württemberg
 Mai 1995, 208 Seiten, 15 €
- Band 18 N. Kalume
Strukturmodule - Ein methodischer Ansatz zur Analyse von Energiesystemen in Entwicklungsländern
 Dezember 1994, 113 Seiten, 10 €
- Band 17 Th. Müller
Ermittlung der SO₂- und NO_x-Emissionen aus stationären Feuerungsanlagen in Baden-Württemberg in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung
 November 1994, 142 Seiten, 10 €

- Band 16 A. Wiese
Simulation und Analyse einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland
Juni 1994, 223 Seiten, 15 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 15 M. Sawillion, T. Hellwig, B. Biffar, R. Schelle, E. Thöne
Optimierung der Energieversorgung eines Industrieunternehmens unter Umweltschutz- und Wirtschaftlichkeitsaspekten - Wertanalyse-Projekt
Januar 1994, 154 Seiten, 13 €
- Band 14 M. Heymann, A. Trukenmüller, R. Friedrich
Development prospects for emission inventories and atmospheric transport and chemistry models
November 1993, 105 Seiten, 10 €
- Band 13 R. Friedrich
Ansatz zur Ermittlung optimaler Strategien zur Minderung von Luftschadstoffemissionen aus Energieumwandlungsprozessen
Juli 1992, 292 Seiten, 18 €
- Band 12 U. Fahl, M. Fishedick, M. Hanselmann, M. Kaltschmitt, A. Voß
Abschätzung der technischen und wirtschaftlichen Minderungspotentiale energiebedingter CO₂-Emissionen durch einen verstärkten Erdgaseinsatz in der Elektrizitätsversorgung Baden-Württembergs unter besonderer Berücksichtigung konkurrierender Nutzungsmöglichkeiten
August 1992, 471 Seiten, 26 €
Kurzfassung, 45 Seiten, 5 €
- Band 11 M. Kaltschmitt, A. Wiese
Potentiale und Kosten regenerativer Energieträger in Baden-Württemberg
April 1992, 320 Seiten, 20 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 10 A. Reuter
Entwicklung und Anwendung eines mikrocomputergestützten Energieplanungsinstrumentariums für den Einsatz in Entwicklungsländern
November 1991, 170 Seiten, 13 €
- Band 9 T. Kohler
Einsatzmöglichkeiten für Heizreaktoren im Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland
Juli 1991, 162 Seiten, 13 €
- Band 8 M. Mattis
Kosten und Auswirkungen von Maßnahmen zur Minderung der SO₂- und NO_x-Emissionen aus Feuerungsanlagen in Baden-Württemberg
Juni 1991, 188 Seiten, 13 €

- Band 7 M. Kaltschmitt
Möglichkeiten und Grenzen einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung am Beispiel Baden-Württembergs
Dezember 1990, 178 Seiten, 13 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 6 G. Schmid, A. Voß, H.W. Balandynowicz, J. Cofala, Z. Parczewski
Air Pollution Control Strategies - A Comparative Analysis for Poland and the Federal Republic of Germany
Juli 1990, 92 Seiten, 8 €
- Band 5 Th. Müller, B. Boysen, U. Fahl, R. Friedrich, M. Kaltschmitt, R. Laing, A. Voß, J. Giesecke, K. Jorde, C. Voigt
Regionale Energie- und Umweltanalyse für die Region Neckar-Alb
Juli 1990, 484 Seiten, 28 €
- Band 4 Th. Müller, B. Boysen, U. Fahl, R. Friedrich, M. Kaltschmitt, R. Laing, A. Voß, J. Giesecke, K. Jorde, C. Voigt
Regionale Energie- und Umweltanalyse für die Region Hochrhein-Bodensee
Juni 1990, 498 Seiten, 28 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 3 D. Kluck
Einsatzoptimierung von Kraftwerkssystemen mit Kraft-Wärme-Kopplung
Mai 1990, 155 Seiten, 10 €
- Band 2 M. Fleischhauer, R. Friedrich, S. Häring, A. Haugg, J. Müller, A. Reuter, A. Voß, H.-G. Wystreil
Grundlagen zur Abschätzung und Bewertung der von Kohlekraftwerken ausgehenden Umweltbelastungen in Entwicklungsländern
Mai 1990, 316 Seiten, 20 €
- Band 1 U. Fahl
KDS - Ein System zur Entscheidungsunterstützung in Energiewirtschaft und Energiepolitik
März 1990, 265 Seiten, 18 €