

Schlussbericht

**Entwicklung und
Anwendung eines
Integrated Assessment
Modellinstrumentariums
für die Analyse nach-
haltiger Entwicklungen der
Energieversorgung in
Deutschland**

**U. Fahl, P. Bickel, M. Blesl,
B. Droste-Franke, I. Ellersdorfer,
T. Rehl, U. Remme, U. Rout, A. Voß**

Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit unter dem Förderkennzeichen 0327279 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Berichtsblatt

1. ISBN oder ISSN	2. Berichtsart Schlussbericht
3a. Titel des Berichts Entwicklung und Anwendung eines Integrated Assessment Modellinstrumentariums für die Analyse nachhaltiger Entwicklungen der Energieversorgung in Deutschland	
3b. Titel der Publikation	
4a. Autoren des Berichts (Name, Vorname(n)) Fahl, Ulrich; Bickel, Peter; Blesl, Markus; et al.	5. Abschlussdatum des Vorhabens 31.05.2003
4b. Autoren der Publikation (Name, Vorname(n))	6. Veröffentlichungsdatum Januar 2004
8. Durchführende Institution(en) (Name, Adresse) Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) Universität Stuttgart Heßbrühlstr. 49a D-70565 Stuttgart	7. Form der Publikation
13. Fördernde Institution (Name, Adresse) Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) 53107 Bonn	9. Ber.Nr. Durchführende Institution
	10. Förderkennzeichen 0327279
	11a. Seitenzahl Bericht 122
	11b. Seitenzahl Publikation
	12. Literaturangaben 55
	14. Tabellen -20
	15. Abbildungen 50
16. Zusätzliche Angaben	
17. Vorgelegt bei (Titel, Ort, Datum)	
18. Kurzfassung <p>Ziel des Forschungsvorhabens ist es, ein Integrated Assessment Modellinstrumentarium zu entwickeln und für die Analyse nachhaltiger Entwicklungen der Energieversorgung in Deutschland im globalen und europäischen Kontext anzuwenden.</p> <p>Das Modellinstrumentarium setzt sich aus vier Bausteinen zusammen. Zur Beurteilung der ressourcenbezogenen Effekte der globalen wie regionalen Nachfrage nach Primärenergieträgern ist das neu entwickelte Ressourcenmodell LOPEX an das Allgemeine Gleichgewichtsmodell NEWAGE-World gekoppelt worden. Auf der Basis der mit NEWAGE ermittelten weltweiten regionalisierten Nachfragen nach Energieträgern werden mit LOPEX Produktions- und Abbaupfade sowie Preispfade für der Energieträger Erdöl, Erdgas und Steinkohle abschätzen.</p> <p>Zum anderen wird durch die Anbindung des Umwelt-Wirkungsmodells EcoSense an das europäische Energiesystemmodell TIMES-ES, das Deutschland und seine Nachbarstaaten hinsichtlich der gesamten Energieflüsse von den Energiedienstleistungen bis zur Primärenergiebereitstellung und die dabei entstehenden Emissionen erfasst, eine effiziente und zuverlässige Bewertung von Emissionsminderungsstrategien unter Berücksichtigung externer Effekte und Nachhaltigkeitsindikatoren auf europäischer Ebene ermöglicht.</p>	
19. Schlagwörter	Systemanalyse, Energiemodelle, Ressourcenökonomie, Externe Kosten, Lineare Optimierung, Klimaschutz, TIMES, ETSAP
20. Verlag	21. Preis

Document Control Sheet

1. ISBN or ISSN	2. Type of Report Final report
3a. Report Title Development and application of a model system for integrated assessment for the analysis of sustainable developments of energy supply in Germany	
3b. Title of Publication	
4a. Author(s) of the Report (Family Name, First Name(s)) Fahl, Ulrich; Bickel, Peter; Blesl, Markus; et al.	5. End of Project May 31, 2003
4b. Author(s) of the Publication (Family Name, First Name(s))	6. Publication Date January 2004
8. Performing Organization(s) (Name, Address) Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) Universität Stuttgart Heßbrühlstr. 49a D-70565 Stuttgart	7. Form of Publication
13. Sponsoring Agency (Name, Address) Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) 53107 Bonn	9. Originator's Report No.
	10. Reference No. 0327279
	11a. No. of Pages Report 122
	11b. No. of Pages Publication
	12. No. of References 55
	14. No. of Tables 20
	15. No. of Figures 50
16. Supplementary Notes	
17. Presented at (Title, Place, Date)	
18. Abstract The objective of this research project is to create a model system for integrated assessment and to use it for the analysis of sustainable developments of energy supply in Germany, both in a European and a global context. The model system consists of four components. The newly developed resource model LOPEX has been linked to the general equilibrium model NEWAGE-World, in order to carry out assessments of the resource-related effects of global and regional demands for primary energy carriers. LOPEX will evaluate the production paths and price evolution for crude oil, natural gas and coal, based upon the globally regionalized demands for energy carriers computed by NEWAGE. The European energy systems model TIMES-ES describes Germany and its neighbouring countries in terms of all energy flows ranging from energy services to the supply of primary energy and the resultant emissions. The integration of the environmental effects model EcoSense with TIMES-ES thus enables an efficient and reliable assessment of emission reduction strategies to be made, taking into account external effects and indicators of sustainability on a European level.	
19. Keywords	Systems analysis, energy model, resource economy, external costs, linear optimization, climate protection, ETSAP, TIMES
20. Publisher	21. Price

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	iii
Tabellenverzeichnis	vi
Teil I: Einleitung.....	1
Teil II: Globale Ressourceninanspruchnahme	7
1 NEWAGE – Modellierung des Emissionszertifikatehandels	7
1.1 Modellstruktur von NEWAGE-World.....	8
1.2 Modellerweiterungen	12
1.3 Ergebnisse zum globalen Emissionszertifikatehandel	14
2 LOPEX – Modellierung des langfristigen Angebots nicht-erneuerbarer Ener- gierressourcen	20
2.1 Die LOPEX-Ressourcenmodelle	22
2.2 Die Modellierung des Weltölmarktes	33
2.3 Erdgas- und Kohlemodell	56
3 Kopplung von LOPEX mit NEWAGE.....	65
3.1 Begründung für die Modellkopplung.....	65
3.2 Technische Umsetzung der Modellkopplung.....	66
3.3 Ergebnis der Modellkopplung.....	67
Teil III: Europäisches Energie-Umwelt-Modell	73
4 Energiesystemmodell TIMES-ES.....	73
4.1 Modellgenerator TIMES	73
4.2 Modelltopologie und datentechnische Fundierung	77
4.3 Referenzszenario	86
5 Umwelt-Wirkungsmodell EcoSense.....	95
5.1 Modellbeschreibung.....	96
5.2 Ergebnisse der Modellläufe	101
6 Kopplung von EcoSense mit TIMES-ES	104
Teil IV: Schlussbetrachtung	106

Literaturverzeichnis	113
Anhang.....	118

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Betrachtungsebenen des Integrated Assessment Modellinstrumentariums	2
Abbildung 2:	Produktions- und Zwischennachfragestruktur in NEWAGE-World.....	9
Abbildung 3:	Entwicklung der globalen CO ₂ -Emissionen im „Business As Usual“ Szenario und im CO ₂ -Reduktionsszenario.....	16
Abbildung 4:	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen in Deutschland, der EU-15 und den USA zwischen 1990 und 2030.....	17
Abbildung 5:	CO ₂ -Zertifikatpreisentwicklung zwischen 2010 und 2030	18
Abbildung 6:	Wohlfahrtsveränderungen bei globalem CO ₂ -Zertifikatehandel im Vergleich zum „Business As Usual“ Szenario.....	18
Abbildung 7:	Kostenkurven für das globale kumulierte Ressourcenangebot für Öl, Gas, Kohle.....	26
Abbildung 8:	Logistisches Wachstum der kumulierten Entdeckungen und Entdeckungsrate.....	32
Abbildung 9:	Öl-Entdeckungen (+30 Jahre) und Förderung in den US „lower 48“ (aus [Lah01]).....	34
Abbildung 10:	Öl-Entdeckungen (+20 Jahre) und Förderung in den FSU-Staaten (aus [Lah01]).....	35
Abbildung 11:	Ölproduktion der USA (aus [ASPO02]).....	36
Abbildung 12:	Ölproduktion in den Golfstaaten des Nahen Osten (aus [Camp00]).....	37
Abbildung 13:	Entdeckung und Produktion von Erdöl im Nahen Osten (aus [Lah01]).....	38
Abbildung 14: ...	Schema der Auswirkungen eines hypothetischen Preisverlaufs $p(t)$ auf unterschiedlich teure Hubbertzyklen der Ölproduktion	42
Abbildung 15: ...	Prinzip der Bestimmung der Nicht-OPEC-Produktion mit Hubbertzyklen in LOPEX-oil	43
Abbildung 16:	Schema der Kopplung von Nicht-OPEC- und OPEC-Modell in LOPEX-oil	45
Abbildung 17:	Ölpreisverlauf im Basisszenario.....	49
Abbildung 18:	Mit LOPEX-oil bei unterschiedlichen Diskontraten errechneter Ölpreisfad.....	49
Abbildung 19:....	Mit LOPEX-oil bei unterschiedlichen Preiselastizitäten der Nachfrage errechneter Ölpreisfad.....	50
Abbildung 20:	Mit LOPEX-oil bei unterschiedlichen Hubbert-Startkriterien „hs“ errechneter Ölpreisfad.....	51

Abbildung 21:	Unkonventionelle (Nicht-OPEC-)Ölproduktion bei unterschiedlichen Hubbert-Startkriterien h_s	52
Abbildung 22:	...OPEC und Nicht-OPEC-Ölproduktion pro 10-Jahres-Modellperiode im Basisszenario	53
Abbildung 23:	Ölpreisszenario mit LOPEX-oil ohne verfügbare Ölschiefervorkommen	54
Abbildung 24:	Optimaler OPEC-Marktanteil laut Rechnungen mit LOPEX-oil.....	55
Abbildung 25:	OPEC-Kartellrente und Ölpreis im Basisszenario	55
Abbildung 26:	Verlauf des Erdgaspreises in der EU-15 und im Welt-Durchschnitt	60
Abbildung 27:	Weltweite Erdgasproduktion im Vergleich zum Referenzszenario	61
Abbildung 28:	Erdgasproduktion und Selbstversorgungsquote in der EU-15	61
Abbildung 29:	Verlauf des Kohlepreises in der EU-15 und im Weltdurchschnitt.....	62
Abbildung 30:	Weltweite Kohleproduktion im Vergleich zum Referenzszenario	63
Abbildung 31:	Kohleproduktion und Selbstversorgungsquote in der EU-15	64
Abbildung 32:	...Skizze zur Modellkopplung von NEWAGE-World und den LOPEX-RESSourcenMODellen	67
Abbildung 33:	...Erdölpreise zwischen 2000 und 2030 im Rahmen der iterativen Modellkopplung.....	69
Abbildung 34:	Erdgasverbrauch bzw. -produktion zwischen 2000 und 2030	69
Abbildung 35:	Kohleverbrauch bzw. -produktion zwischen 2000 und 2030	70
Abbildung 36:	Erdgaspreis zwischen 2000 und 2030	70
Abbildung 37:	Kohlepreis zwischen 2000 und 2030	71
Abbildung 38:	Austausch von Gütern zwischen Regionen.....	76
Abbildung 39:	Ermittlung der annuisierten Investitionen in TIMES (b) im Vergleich zu bisherigen Ansätzen (a).....	77
Abbildung 40:	Grundstruktur des Energie-Emissions-Modells	79
Abbildung 41:	Schema der regionalen Verknüpfung der einzelnen Stromerzeugungssysteme	81
Abbildung 42:	Modellierte Struktur des Stromerzeugungssystems einer Region.....	82
Abbildung 43:	Technisches Potenzial der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in den betrachteten 10 europäischen Regionen.....	85
Abbildung 44:	Nettostromerzeugung nach Energieträgern im Basisszenario in Europa-10 und in Deutschland	89
Abbildung 45:	Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Basisszenario in Europa-10 und in Deutschland	91
Abbildung 46:	...Energiebedingte CO ₂ -Emission im Basisszenario in Europa-10 und in Deutschland	92

Abbildung 47:	Wirkungspfadansatz zur Berechnung von Umweltkosten.....	95
Abbildung 48:	Rechenablauf von EcoSense.....	97
Abbildung 49:	Differenz der Nettostromerzeugung zwischen dem Basisszenario und dem Szenario mit externen Kosten für die Luftschadstoffe	105
Abbildung 50:	Differenz des Endenergieverbrauchs zwischen dem Basisszenario und dem Szenario mit externen Kosten für die Luftschadstoffe	106

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Regionen der Basisversion von NEWAGE-World.....	8
Tabelle 2:	Sektoren der Basisversion von NEWAGE-World.....	9
Tabelle 3:	Regionen der erweiterten Version von NEWAGE-World.....	12
Tabelle 4:	Sektoren der erweiterten Version von NEWAGE-World.....	13
Tabelle 5:	Definition des CO ₂ -Reduktionsszenarios mit globalem Zertifikatehandel in NEWAGE-World.....	15
Tabelle 6:	Konvergenz der Energieträgerpreise (2000 bis 2030) als Ergebnis der Modellkopplung von NEWAGE-World und der LOPEX-RESSourcen-MODelle	72
Tabelle 7:	Technisch ökonomische Daten von Stromerzeugungsanlagen.....	84
Tabelle 8:	Technisch ökonomische Daten von KWK Anlagen.....	84
Tabelle 9:	Endenergieverbrauch nach Energieträgern und nach Sektoren in Europa-10 und in Deutschland in PJ.....	86
Tabelle 10:	Kraftwerkskapazitäten (netto) im Basisszenario in Europa-10 und in Deutschland in GW.....	88
Tabelle 11:	Primärenergieverbrauch in Europa-10 und in Deutschland in PJ (Wirkungsgradmethode).....	90
Tabelle 12:	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen in Europa-10 und in Deutschland in kt CO ₂	93
Tabelle 13:	Indikatoren für die Entwicklung von Energieverbrauch und Emissionen im Basisszenario in Europa-10 und in Deutschland: spezifische Werte.....	94
Tabelle 14:	Umweltdaten der EcoSense Datenbank.....	97
Tabelle 15:	Expositions-Wirkungsbeziehungen für Mortalität (Quelle: [Fri01]).....	99
Tabelle 16:	Expositions-Wirkungsbeziehungen zur Quantifizierung des Risikos erhöhter Morbidität in der Bevölkerung (Quelle: [Fri01]).....	99
Tabelle 17:	Monetäre Werte für Gesundheitseffekte (Quelle: [Fri01]).....	100
Tabelle 18:	Monetäre Werte für Auswirkungen auf landwirtschaftliche Erträge (Quelle: [Fri01]).....	101
Tabelle 19:	Instandsetzungskosten je m ² Materialoberfläche (Quelle: [Fri01]).....	101
Tabelle 20:	Spezifische Schadenskosten für die betrachteten Länder und Sektoren.....	102

Teil I: Einleitung

Die Energiewirtschaft erlebt einen tiefgreifenden Wandel, der alle Beteiligten - Energieversorger, Anlagenhersteller, Rohstoffhändler und natürlich auch die Verbraucher - erfasst. In diesem Zusammenhang stellt neben der Diskussion um die Auswirkungen der Liberalisierung der Energiemärkte die Forderung nach einer Nachhaltigen Entwicklung zunehmend das Leitbild in umwelt-, wirtschafts- und entwicklungspolitischen Debatten dar. Nachhaltige Entwicklung soll dabei als stetiger „Such- und Lernprozess“ den drei Dimensionen dieses Leitbildes - „Wirtschaftliche Entwicklung“, „Umweltschutz“ und „Sozialverantwortung“ - genügen. Zusammen mit den zu beobachtenden Tendenzen der Globalisierung der Wirtschaft ist somit, insbesondere auch im gesamteuropäischen Kontext, die Versorgung mit ausreichender und bezahlbarer Energie - dies unter bestmöglicher Schonung der Ressource Umwelt - das vorrangige Gebot der Zukunft.

In diesem Zusammenhang benennen der UNEP Bericht „GEO 2000“ wie auch die Berichte des WBGU die Risiken und die Gefahren der weltweiten wirtschaftlichen Entwicklung: Übermäßiger Ressourcenverbrauch in Industrieländern und armutsbedingter Raubbau in Entwicklungsländern gefährden mittel- und langfristig die ökonomischen und sozialen Grundlagen des Menschen. Daraus ergibt sich für die Industrieländer wie die Bundesrepublik Deutschland eine besondere Verantwortung gegenüber den Entwicklungs- und Schwellenländern durch die berechtigten Ansprüche auf eine angemessene Wirtschaft- und zugleich Wohlstandsentwicklung.

Zusätzlich verlangen das weltweite Klimaproblem, die bindenden Reduktionsverpflichtungen der Industrieländer im Kyoto-Protokoll zur Klimarahmenkonvention und die von der Bundesrepublik im Rahmen des europäischen „Burden Sharings“ bereits mittelfristig übernommenen Verpflichtungen zur Reduzierung des Ausstoßes klimarelevanter Spurengase sowie die notwendige Fortschreibung eine baldige Konkretisierung der sich daraus ergebenden Maßnahmen, insbesondere in den Bereichen des stationären Energieverbrauchs (Strom, Wärme, Prozeßenergie) sowie der Mobilität und des Verkehr. Dabei sind zusätzlich die Möglichkeiten zu berücksichtigen, die durch die sogenannten flexiblen Kyoto-Mechanismen bestehen.

Des Weiteren ergeben sich angesichts eines weltweit steigenden Bedarfs an Energiedienstleistungen und dem daraus resultierenden Verzehr an nicht-erneuerbaren Ressourcen, wie Erdöl oder Naturgas, Fragen nach der Bewertung des nationalen oder europaweiten Verbrauchs an diesen Rohstoffen im Hinblick auf eventuell eintretende ökonomische Knappheitssituationen, entstehende regionale Abhängigkeiten, Kosten- und Preisentwicklungen der Rohstoffe sowie im Hinblick auf eine angestrebte nachhaltige Verwendung dieser Ressourcen.

Zusammengenommen bedeutet dies, dass ein energiepolitisches Zukunftskonzept sich diesen mittel- und längerfristigen Herausforderungen annehmen sollte, die sich aus den globalen und regionalen Grenzen der Tragfähigkeit der natürlichen Lebensgrundlagen sowie der Ressourcenverfügbarkeit ergeben. Dies gilt insbesondere auch für die Bundesrepublik Deutschland als Kernland Europas und als Wettbewerber im globalen Markt.

Die angesprochenen Fragen einer an dem Leitbild einer nachhaltigen Entwicklung orientierten Ausgestaltung des Energiesystems im globalen bzw. regionalen, europäischen Rahmen können mit bislang vorhandenen Modellen nur unzureichend bzw. nicht behandelt werden. Ausgehend von dem bisher erzielten Entwicklungsstand sollen daher die vorhandenen Modellansätze weiterentwickelt und für Analysen von nachhaltigen Entwicklungen der Energieversorgung Deutschlands im globalen und europäischen Kontext angewandt werden.

Vor dem zuvor geschilderten Hintergrund ist es Ziel des Forschungsvorhabens, ein Integrated Assessment Modellinstrumentarium zu entwickeln und für die Analyse nachhaltiger Entwicklungen der Energieversorgung in Deutschland im globalen und europäischen Kontext anzuwenden. Dabei werden entsprechend zwei Ebenen unterschieden: die globale Ebene und die regionale, europäische Ebene (vgl. Abbildung 1).

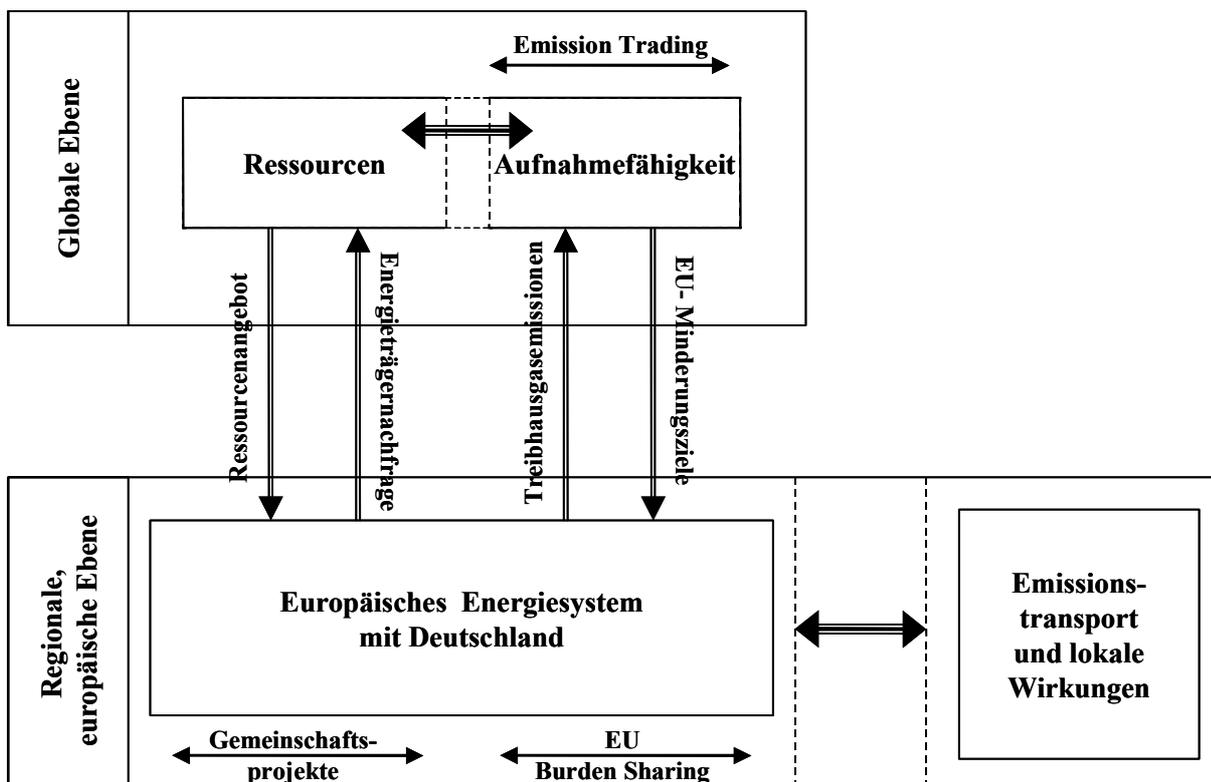


Abbildung 1: Betrachtungsebenen des Integrated Assessment Modellinstrumentariums

Bezogen auf die Ressourcen- und Senkenfunktion von Umwelt und Natur kommt es für eine nachhaltige Entwicklung darauf an, die Kontinuität in der Verfügbarkeit von natürli-

chen Ressourcen sowie den Erhalt der Aufnahmekapazität der Biosphäre für anthropogen ausgelöste Stoffströme in einem Maße zu gewährleisten, dass auch künftige Generationen mindestens ein ähnliches Wohlfahrtsniveau erzielen können wie die heutige Generation.

Auf globaler Ebene stehen in diesem Zusammenhang die Fragen der Umweltinanspruchnahme und des Klimaschutzes mit der weltweiten und europäischen Lastenverteilung und den Möglichkeiten des Emissionsrechtehandels (Emission Trading) im Vordergrund. Dies wird durch regionale Umweltprobleme verstärkt, wie bspw. die Sommersmogproblematik. Bei derartigen Effekten ist es jedoch notwendig, die Ausbreitung der Emissionen zu berücksichtigen, so dass nationale Maßnahmen zu kurz greifen können. Damit erscheint es auch im europäischen Kontext zweckmäßig, nicht an den nationalen Grenzen Halt zu machen, sondern Europa insgesamt zu betrachten.

Diese Notwendigkeit wird noch durch die Einbindung der Bundesrepublik Deutschland in den europäischen Energiemarkt und die zunehmenden energiewirtschaftlichen Verflechtungen innerhalb der EU bzw. Europas (z. B. Strom- und Gashandel) verstärkt. Zusätzlich sind die geopolitischen Fragen des Ressourcenverzehr sowie der Konzentration der Vorkommen mit in die Überlegungen aufzunehmen. Hier ergeben sich im Hinblick auf die Forderung nach einer nachhaltigen Entwicklung Fragen nach der Langfristigkeit und Sicherheit der Energiebereitstellung aus nicht-erneuerbaren Ressourcen im rein physikalischen wie auch im ökonomischen Sinne, nach wohlfahrtsoptimalen Abbau- und Verwendungspfaden sowie nach den notwendigen Investitionen in die Entwicklung alternativer, erneuerbarer Substitute und deren Potenziale.

Somit hat das zu entwickelnde Integrated Assessment Instrumentarium sowohl die regionale europäische Ebene als auch die globale Ebene mit zu erfassen. Die einzelnen Arbeitsziele werden im Folgenden ausführlicher erläutert.

Arbeitsziel 1: Durch die Anbindung eines Umwelt-Wirkungsmodells (EcoSense) an ein Energiemodell (TIMES-ES) soll eine effiziente und zuverlässige Bewertung von Emissionsminderungsstrategien im Energiesektor unter Berücksichtigung externer Effekte und Nachhaltigkeitsindikatoren auf europäischer Ebene ermöglicht werden.

Derzeit ist kein Modellsystem verfügbar, das den europäischen Energiemarkt vollständig abbilden kann und das Deutschland und seine Nachbarstaaten derart erfasst, dass damit auch der Emissionstransport, insbesondere bei den konventionellen Luftschadstoffen, abgebildet werden kann. Im Rahmen des von der EU geförderten Projekts ExterneE (External Costs of Energy) wurde in den letzten Jahren ein methodischer Ansatz zur Abschätzung der durch Stromerzeugungssysteme verursachten Umweltschäden und der daraus resultierenden externen Kosten entwickelt. Auf der Basis des theoretischen Ansatzes wurde am IER Stuttgart das Um-

welt-Wirkungsmodell EcoSense entwickelt. EcoSense stellt verschiedene Modelle sowie entsprechende Datensätze zur Verfügung, mit denen die Wirkungskette eines Schadstoffs von der Emission über Ausbreitung und chemische Umwandlung in der Atmosphäre bis hin zur Wirkung auf verschiedene Rezeptoren (Menschen, Materialien, Ökosysteme etc.) beschrieben werden können. EcoSense wird inzwischen als standardisiertes Instrumentarium zur Abschätzung von Umweltschäden und externer Kosten in verschiedenen europäischen Forschungsprojekten eingesetzt.

Vorliegende Ergebnisse zeigen, dass - je nach eingesetzter Technologie - die externen Kosten der Stromerzeugung in einer Größenordnung liegen, die bei der Planung eines zukünftigen Energiesystems nicht vernachlässigt werden sollte. Es hat sich außerdem gezeigt, dass die externen Kosten je Einheit emittierten Schadstoffs (z. B. externe Kosten je Tonne SO₂) sich an unterschiedlichen Standorten in Europa um bis zu einer Größenordnung unterscheiden. Es ist daher wichtig, regionale bzw. lokale Umweltaspekte stärker als bisher bei der Modellierung und Optimierung von Modellsystemen einzubeziehen, um das Ziel eines volkswirtschaftlich optimalen und dem Leitbild einer nachhaltigen Entwicklung entsprechenden Energiesystems zu erreichen.

Während bisherige Energiesystemmodelle die kumulierten, durch ein Energieversorgungssystem verursachten Emissionen als Indikator für die Umweltbelastung quantifizieren, werden in dem Modellsystem EcoSense räumlich aufgelöste Emissionen als Startpunkt der Wirkungsabschätzung vorgegeben. Es bietet sich also an, beide Modellfamilien an der Schnittstelle der *Umwelteinwirkung* (Emissionen) in geeigneter Weise zu verbinden. Durch eine solche Kopplung von Modellen wird ein Instrument geschaffen, das eine umfassende ökonomische und ökologische Bewertung verschiedener Handlungsmöglichkeiten erlaubt.

Arbeitsziel 2: Durch die Nutzung eines erweiterten Energiewirtschaftsmodells soll die weltweite Lastenverteilung beim Klimaschutz und die Rolle des Emission Trading analysiert werden.

Im Rahmen von internationalen Klimaverhandlungen haben sich die Vertragsstaaten des Framework Convention on Climate Change (FCCC) dazu verpflichtet, international die klimarelevanten Emissionen um insgesamt 5,2 % im Vergleich zu 1990 in der Zeit von 2008 bis 2012 zu senken. Europa als gemeinsame Institution hat sich im Rahmen dieser Vereinbarung dazu verpflichtet, die Emissionen um 8 % zu vermindern. Die notwendigen Emissionsreduktionen werden dabei aufgrund sogenannter Baseline-Emissionen berechnet. Diese werden ermittelt, in dem die in der Vergangenheit zu beobachtenden Wachstumsraten in die Zukunft fortgeschrieben werden.

Für die globale Umweltproblematik sind auch globale Instrumente notwendig. Im Kyoto-Protokoll sind hierzu verschiedene flexible Instrumente vorgesehen, eine Emissionsreduktion weltweit zu erreichen. Zu den flexiblen Kyoto-Mechanismen zählen sowohl der internationale Handel mit Emissionszertifikaten und zum anderen die Instrumente des Joint Implementation bzw. der Clean Development Mechanismen. Durch die Vorgabe eines Reduktionsziels, gemessen an einem Referenzjahr, wird eine insgesamt zulässige Umweltbelastung vorgegeben, welche sich an der natürlichen Regenerationsfähigkeit der Umwelt orientiert. Um diese Klimagasmengenobergrenze zu realisieren, bietet es sich an, einen Zertifikatshandel auf internationaler Ebene einzurichten, auf dem Emissionszertifikate, die das Recht auf die Emission einer gewissen Menge an CO₂ verbriefen, gehandelt werden können.

Beim Emissionshandel steht es jedem Land frei, so lange Zertifikate zu kaufen, wie die Grenzkosten der Schadstoffvermeidung unterhalb des Zertifikatspreises liegen. Im Rahmen des Zertifikatshandels werden hochindustrialisierte Länder erwartungsgemäß Zertifikate aufkaufen, während Entwicklungsländer und Transformationsökonomien zu den Verkäufern zählen werden. Übertragen bedeutet dieser Emissionshandel, dass die Emissionsreduktion aus den Industrieländern in die Entwicklungsländer delegiert wird und die Entwicklungsländer durch den Erlös aus dem Verkauf ihrer Emissionszertifikate einen Wohlfahrtsgewinn erzielen. Diese Art der weltweiten Lastenverteilung führt zu einer kostenminimalen Emissionsreduktion weltweit. Dabei sind auch Mischformen denkbar, wie sie auch im Rahmen der Treffen der Klimarahmenkonvention diskutiert werden, so dass z. B. die Hälfte der Emissionsminderung national erreicht werden muss und die andere Hälfte über Emissionshandel realisiert werden kann.

Die Bedeutung des Emission Trading und die Wohlfahrtseffekte unterschiedlicher Lastenverteilungen bezüglich der weltweiten und europäischen Klimaschutzziele kann mit einem regional differenzierten Weltmodell ermittelt werden, das zusätzlich für die Europäische Union einzelne Länder unterscheidet. Ein solches Modell sollte einen besonderen Schwerpunkt bezüglich des Energiesektors aufweisen und des Weiteren die möglichen Emissionsminderungsoptionen, die gleichzeitig den Ausgangspunkt für den Emissionszertifikatehandel darstellen, adäquat erfassen.

Arbeitsziel 3: Durch die integrierte Betrachtung sowohl der Angebots- als auch der Nachfrageseite nicht-erneuerbarer Ressourcen soll deren globaler Verzehr im Hinblick auf eine nachhaltige Entwicklung bewertet werden.

Der zu erwartende, weltweit ansteigende Energiebedarf und der daraus folgende erhöhte Verzehr an nicht-erneuerbaren Ressourcen wie Erdöl oder Naturgas führt neben den zu erwartenden Umwelteffekten auch zu einer Veränderung der Struktur des Ressourcenangebots selbst.

Wenngleich die wichtigsten nicht-erneuerbaren Ressourcen global noch in reichlichen Mengen vorhanden sind, so können jedoch die regionale Verteilung von Vorkommen sowie ökonomische Faktoren zu regionalen Abhängigkeiten und mittel- bis langfristig auch zu ökonomischer Verknappung führen. Durch die Anbindung von Modellen zur Abbildung globaler Ressourcenströme an ein globales Weltmodell können derlei Fragen der regionalen Abhängigkeiten sowie der langfristigen Verfügbarkeit benötigter Rohstoffe explizit berücksichtigt werden.

Ein Modell, mit dessen Hilfe der Verbrauch an nicht-erneuerbaren Ressourcen von einem regionalen Standpunkt aus beurteilt werden soll, muß zunächst klären, aus welchen Regionen dieser Verbrauch im kostenoptimalen Fall sowie unter bestimmten politischen Restriktionen gedeckt wird. Unter der Annahme marginaler Abbaukostenkurven für verschiedene Regionen und Rohstoffe, angenommener Fortschritte in den Abbautechnologien sowie unterschiedlicher Marktformen der Rohstoffmärkte, lassen sich Kosten- sowie Preispfade der angebotenen Rohstoffe abschätzen. Die abgeleiteten Rohstoffpreise können als Input für ein globales Weltmodell (vgl. Arbeitsziel 2) verwendet werden. Da neben der betrachteten Region auch der Rest der Welt nicht-erneuerbare Ressourcen nachfragt, lassen sich Abbau- und Preispfade nur vor dem Hintergrund weltweiter Energieverbrauchsszenarien betrachten, wie sie z. B. im Rahmen des zweiten Arbeitspunktes entwickelt werden.

Sich ändernde Rohstoffpreise führen langfristig zu Substitutionen der endlichen Energieressourcen untereinander, zu Änderungen der Importstruktur der Rohstoffe, Änderungen der Endenergienachfrage insgesamt und durch Induzierung von Substitutionsprozessen durch erneuerbare Energieträger und durch menschen-gemachtes Kapital zu Änderungen der Nachfrage nach den nicht-erneuerbaren Ressourcen selber. Durch die Berücksichtigung der Änderung globaler Ressourcenpreise im Zeitablauf ergeben sich somit auch Änderungen der optimalen Struktur der verwendeten Primärenergieträger. Zusätzlich induzieren höhere Ressourcenpreise verstärkte Explorationsanstrengungen nach diesen Rohstoffen, was tendenziell entstehenden Verknappungsprozessen entgegen wirkt.

Durch die Mitberücksichtigung der Angebotsseite nicht-erneuerbarer Ressourcen bei der Entwicklung eines Integrated Assessment Instrumentariums für die Analyse nachhaltiger Entwicklungen der Energieversorgung in Deutschland ergibt sich somit eine bessere Beurteilung unterschiedlicher Energiesysteme im Hinblick auf den Verzehr an nicht-erneuerbaren Ressourcen, die über einfache Indikatoren wie den kumulierten Energieaufwand (KEA) oder die statische Reichweite von Rohstoffen hinausgeht und globale Zusammenhänge explizit berücksichtigt. Durch die Anbindung an ein Weltmodell (NEWAGE) wird eine zusätzliche Ebene der Nachhaltigkeitsbeurteilung möglich, die sich explizit auf den Ressourcenverbrauch bezieht.

Teil II: Globale Ressourceninanspruchnahme

Für die Ermittlung der Wohlfahrtseffekte und der unterschiedlichen Lastenverteilungen der Emissionsreduktion kommt die Familie der am IER Stuttgart entwickelten NEWAGE-Modelle zur Anwendung, in welchen die wesentlichen wirtschaftlichen Sektoren mit einem besonderen Fokus auf dem Energiesektor modelliert sind. Aus den Modellen für die Welt und für Europa, wobei das Weltmodell mehrere Weltregionen und das EU-Modell mehrere Länder unterscheidet, können dann durch Berücksichtigung des Emissionsrechtehandels die zu erwartenden zukünftigen Reduktionsziele für die EU-Staaten abgeleitet bzw. die bereits vorliegenden Minderungsvereinbarungen hinsichtlich der wirtschaftlichen Auswirkungen überprüft werden. Die Reduktionsziele können schließlich in dem europäischen Energie-Umwelt-Modell mit expliziter Berücksichtigung von Deutschland (vgl. Teil III) als Restriktion vorgegeben werden.

Zur Beurteilung der ressourcenbezogenen Effekte der globalen wie regionalen Nachfrage nach Primärenergieträgern ist das am IER im Rahmen dieses Projekts entwickelte Modellsystem LOPEX (**L**ong-term **P**rice and **E**Xtraction) (vgl. Abschnitt 2) an das NEWAGE-Weltmodell anzugliedern. Hierbei werden die vom NEWAGE-Weltmodell berechneten regionalen Nachfragen nach Primärenergieträgern als Input für das LOPEX-Modellsystem verwendet. Mit Hilfe der LOPEX-Modelle lassen sich dann Produktions- und Abbaupfade – teilweise regional aufgegliedert – sowie Preispfade der entsprechenden Ressourcen abschätzen. Die unter der Annahme verschiedener Marktformen abgeleiteten resultierenden Ressourcenpreise dienen danach wiederum als Input für NEWAGE (vgl. Abschnitt 3) bzw. für das europäische Energie-Umwelt-Modell (vgl. Teil III).

1 NEWAGE – Modellierung des Emissionszertifikatehandels

NEWAGE (*National, European and Worldwide Applied General Equilibrium Modeling System*) ist ein computergestütztes Modellinstrumentarium zur Analyse der gesamtwirtschaftlichen und umweltseitigen Auswirkungen von energie- und umweltpolitischen Maßnahmen. Wirtschaftstheoretische Grundlage des Analyseinstrumentariums ist die Allgemeine Gleichgewichtstheorie. Modelle vom Typ des Allgemeinen Gleichgewichts sind in der angewandten Wirtschaftsforschung bei der Analyse handels-, finanz- und umweltpolitischer Fragestellungen weit verbreitet. Auf der Grundlage plausibler, mikroökonomisch fundierter Verhaltensannahmen sind sie in hohem Maße dazu geeignet, die Allokationseffekte wirtschaftspolitischer Maßnahmen für die Gesamtwirtschaft aufzuzeigen. Hierzu zählen die Auswirkungen auf Produktions- und Konsumstrukturen, Beschäftigung und funktionale Einkommensverteilung sowie auf aggregierte wirtschaftspolitische Indikatoren, wie z. B. das Bruttoinlandsprodukt oder die Außen-

handelsbilanz. Im Rahmen des Forschungsvorhabens wird die Version *NEWAGE-World* genutzt, die den Welthandel einschließlich der energiebedingten CO₂-Emissionen in regionaler und sektoraler Auflösung abbildet. Zunächst wird in Kapitel 1.1 die bestehende Modellversion kurz charakterisiert. Darauf aufbauend werden in Kapitel 1.2 die im Rahmen des Forschungsvorhabens durchgeführten Modellerweiterungen erläutert. Schließlich werden in Kapitel 1.3 mit dem neuen Modell Szenarioanalysen zum globalen Emissionszertifikatehandel angestellt.

1.1 Modellstruktur von NEWAGE-World

Ausgangsbasis der Modellweiterentwicklung stellt die Weltkomponente des am IER Stuttgart entwickelten intertemporalen allgemeinen Gleichgewichtsmodells NEWAGE (National, European, World-wide Applied General Equilibrium Modeling System) dar. Die Basisversion des Weltmodells umfasst 13 Regionen, wobei die Länder der Europäischen Union aggregiert abgebildet sind. Tabelle 1 stellt die regionale Aufteilung der Weltkomponente von NEWAGE zusammen.

Tabelle 1: Regionen der Basisversion von NEWAGE-World

ASIA	Indien und andere asiatische Staaten
AUS	Australien
CAN	Kanada
CHN	China
EU15	Europäische Union
ECC	Russland, ost- und zentraleuropäische Staaten
JPN	Japan
LSA	Latein- und Süd-Amerika
MIDE	Mittlerer Osten und Nord-Afrika
NZL	Neuseeland
ROW	Rest der Welt
SSA	Afrik. Staaten der süd. Sahara
USA	Vereinigte Staaten von Amerika

Die sektorale Aufteilung in der Basisversion von NEWAGE-World lässt sich wie folgt beschreiben. Neben dem aggregierten Makrogut (Sektor 1) werden die 3 Energiesektoren Kohle, Erdgas und Erdöl abgebildet. Tabelle 2 fasst die Sektoren der NEWAGE-World Basisversion zusammen.

Tabelle 2: Sektoren der Basisversion von NEWAGE-World

COL	Kohle
GAS	Erdgas
OIL	Erdöl
MACRO	Aggregiertes Makrogut

Produktion

Unternehmer maximieren durch Investitions- und Produktionsentscheidungen den Wert ihrer Firma im Zeitablauf. Geschachtelte, separierbare Kostenfunktionen mit konstanten Substitutionselastizitäten (CES) beschreiben die Substitutionsmöglichkeiten in der heimischen Produktion zwischen Kapital, Arbeit (englisch: Labour) und Energieinputs (KLE). Innerhalb des Energieaggregats werden die Substitutionsmöglichkeiten zwischen verschiedenen Energieträgern über geschachtelte CES-Funktionen beschrieben, wobei die mögliche Verwendung einer Backstop-Technologie als Input des Energieaggregates auf einer Leontief Produktionsfunktion basiert. Die flexible KLE-Spezifikation von Technologien erlaubt eine umfassende Darstellung von Substitutionsmöglichkeiten in der Produktion, einschließlich der Energieträgersubstitution innerhalb des Energieaggregats (fuel-switch) und der Substitution zwischen Energie und anderen Produktionsfaktoren (Energieeinsparung). Abbildung 2 beschreibt die Struktur der geschachtelten Produktions- und Zwischennachfragestruktur.

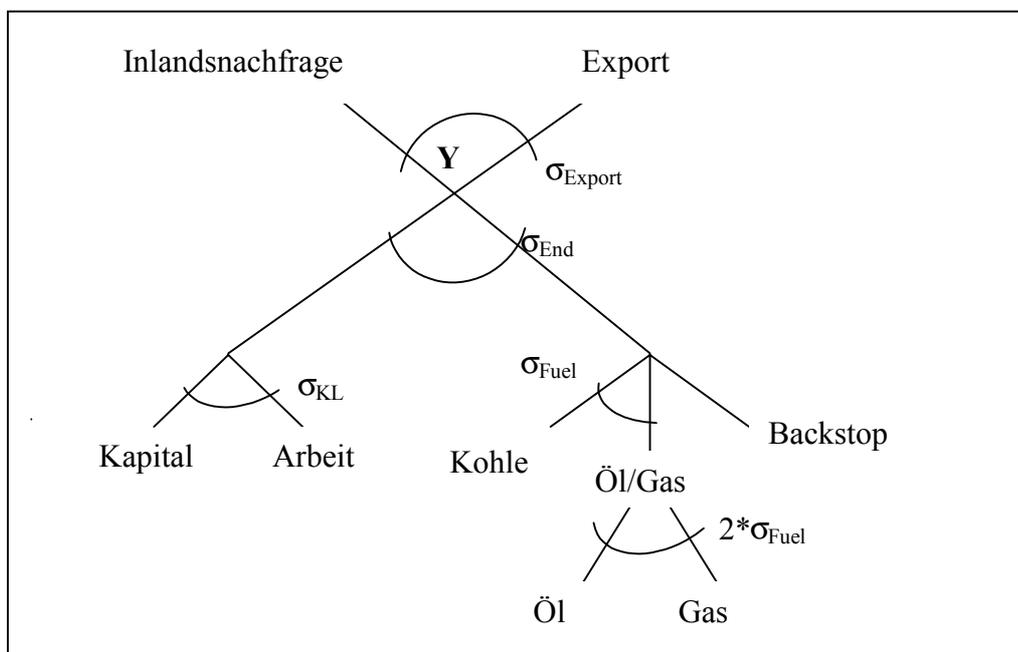


Abbildung 2: Produktions- und Zwischennachfragestruktur in NEWAGE-World

Die Anpassung von physikalischem und menschlichem Kapital (Maschinen bzw. Arbeitsqualifikation) an sich ändernde wirtschaftspolitische Rahmenbedingungen ist kurz- bzw. mittelfristig nur beschränkt möglich und mit Anpassungskosten verbunden. Um den Unterschieden zwischen langfristigen und kurzfristigen Kostenfunktionen Rechnung zu tragen, wird die Produktion durch einen partiellen putty-clay Ansatz beschrieben, der kurzfristige Anpassungskosten berücksichtigt. In den Simulationsrechnungen wird unterstellt, dass der größte Teil des anfänglichen Kapitalstocks fix an Technologien gebunden ist und Substitutionsmöglichkeiten zwischen Produktionsinputs nur für neue Investitionen und einen Bruchteil des anfänglichen Kapitalstocks bestehen.

Konsum

Die Beschränkung der Analyse auf intertemporale und intersektorale Allokationswirkungen von Klimaschutzstrategien (Effizienzanalyse) erlaubt eine vereinfachte Darstellung der Haushaltsseite durch einen repräsentativen Verbraucher. Dieser verteilt sein Lebenseinkommen über den Planungszeitraum nutzenmaximal auf den Konsum der unterschiedlichen Perioden. In jeder Periode sieht sich der repräsentative Verbraucher einer Wahl zwischen Gegenwartskonsum (Freizeit und Güterkonsum) und zukünftigem Konsum mittels Sparen gegenüber.

Die intertemporale Allokation des Konsums und damit die Sparsentscheidungen werden durch die Zeitpräferenz bestimmt, welche im Gleichgewicht dem internationalen Zinssatz entspricht. Zur Spezifizierung der Verbraucherpräferenzen wird eine intertemporal separierbare Nutzenfunktion verwendet, bei der sich der intraperiodische Konsumnutzen als eine geschachtelte CES-Funktion von Freizeit und Konsum ergibt.

Faktormärkte

Primärfaktoren sind Arbeit und Kapital. Das Arbeitsangebot ist durch die Nachfrage nach Freizeit elastisch, wobei die Präferenzen zwischen Freizeit und Arbeit konsistent mit der empirisch beobachtbaren Elastizität des Arbeitsangebots kalibriert sind. Die Gesamtausstattung der Volkswirtschaft mit potentieller Arbeitszeit (d. h. tatsächliche Arbeitszeit und Freizeit) wird über eine exogene Wachstumsrate fortgeschrieben, was letztlich äquivalent zur Annahme eines arbeitsvermehrenden technischen Fortschritts ist. Die Kapitalstöcke entwickeln sich in Abhängigkeit von den Abschreibungen und der Investitionstätigkeit. Der Faktor Arbeit ist zwischen den Sektoren beweglich, auf internationaler Ebene jedoch immobil. Beim Faktor Kapital wird zwischen sektorspezifischem (gebundenem) Kapital und intersektoral sowie international mobilem Kapital unterschieden.

In den Simulationsrechnungen werden wettbewerbliche Kapitalmärkte unterstellt, auf denen flexible Preise für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage sorgen. Der Arbeits-

markt wird hingegen auf Basis der Philipps-Hypothese, d. h. unter Berücksichtigung von unfreiwilliger Arbeitslosigkeit als Funktion der Reallohnhöhe, modelliert.

Staat

Der Staat sorgt für die Bereitstellung öffentlicher Güter (Unterrichtsleistungen, allg. Verwaltungsleistungen, Investitionen der öffentlichen Hand etc.) und den Transfer von Sozialleistungen (Kranken-, Renten-, Arbeitslosenversicherung, etc.). Die damit verbundenen Ausgaben müssen über Steuern (inkl. Sozialabgaben) gedeckt werden. Die Budgetbedingung des Staates ist dabei intertemporal definiert. Der Staat kann also zu jedem Zeitpunkt die Schuldenaufnahme erhöhen bzw. Schulden abbauen; über den gesamten Zeithorizont gesehen, darf sich aber seine Nettoschuldner- bzw. Nettogläubigerposition gegenüber der Referenzentwicklung nicht verändern.

Investitions- und Sparverhalten

Das Investitions- und Sparniveau wird endogen durch Unternehmer und Haushalte mit rationalen Erwartungen bestimmt, die den Gegenwartswert von Unternehmen bzw. den Konsumnutzen über den Planungshorizont maximieren. Geeignete Bedingungen für das Investitionsverhalten in der letzten Modellperiode stellen dabei sicher, dass die Simulationsergebnisse in vorgelagerten Zeitperioden unabhängig von der Wahl des Modellhorizonts sind (sog. terminal constraints - vgl. [Lau97]).

Außenhandel

Bei der Darstellung des Außenhandels wird im Rahmen von NEWAGE-World angenommen, dass Deutschland durch die Höhe seiner Ex- und Importe die Preise auf den Weltmärkten nicht beeinflussen kann (konstante terms of trade). Inländische und ausländische Produkte der gleichen Kategorie werden als unvollkommene Substitute in Import und Export betrachtet. So hat zum Beispiel Wein aus Frankreich für den deutschen Konsumenten eine andere Qualität als Wein aus Deutschland.

Die inländische Nachfrage nach Importen ergibt sich aus dem Kostenminimierungskalkül von Unternehmen und Haushalten. Die Exporte einer Industrie leiten sich aus der Zielsetzung ab, die Produktionsgewinne aus inländischem Absatz und Exportabsatz zu maximieren.

Über den Planungszeitraum muss sich ein außenwirtschaftliches Gleichgewicht einstellen, da längerfristig internationale Forderungen bzw. Verbindlichkeiten beglichen werden müssen. Ein flexibler Wechselkurs sorgt dafür, dass sich Importe und Exporte (inkl. internationaler Kapitalflüsse) über den Zeithorizont wertmäßig ausgleichen und sich kurz- bis mittel-

fristige Leistungsbilanzverschiebungen langfristig nicht zu einem dauerhaften Leistungsbilanzungleichgewicht entwickeln.

1.2 Modellerweiterungen

Für die Analyse der globalen Klimapolitik in ihrer derzeitigen Realisierung im Zuge der Kyoto-Verpflichtungen ist die zuvor beschriebene Modellversion von NEWAGE-World mit 13 Regionen (vgl. Tabelle 1) und 4 Sektoren (vgl. Tabelle 2) noch wenig geeignet. Hierzu bedarf es einer stärkeren regionalen und sektoralen Detaillierung, um die unterschiedlichen Anforderungen und Möglichkeiten der Emissionsminderung adäquat erfassen zu können.

Deshalb wurde NEWAGE-World im Rahmen des Forschungsvorhabens hinsichtlich der Regionalisierung auf 33 Regionen ausgeweitet, wobei Deutschland neben den anderen EU-15 Mitgliedern als eigenständige Region (Land) abgebildet wird. Andere Teile der Welt (beispielsweise die Nicht-Annex I-Staaten) sind zu verschiedenen Regionen zusammengefasst (siehe Tabelle 3).

Tabelle 3: Regionen der erweiterten Version von NEWAGE-World

AUT	Österreich	ANZ	Australien-Neuseeland
BLU	Belgien und Luxemburg	CHN	China
DNK	Dänemark	IDN	Indonesien
FIN	Finnland	IND	Indien
FRA	Frankreich	JPN	Japan
DEU	Deutschland	KOR	Korea
GBR	Großbritannien	ASIA	Asien
GRC	Griechenland	CAN	Kanada
IRL	Irland	USA	Vereinigte Staaten von Amerika
ITA	Italien	MEX	Mexiko
NLD	Niederlande	VEN	Venezuela
PRT	Portugal	LSA	Latein- und Süd-Amerika
ESP	Spanien	MIDE	Mittlerer Osten und Nord-Afrika
SWE	Schweden	SSA	Afrik. Staaten der süd. Sahara
TUR	Türkei	ROW	Rest der Welt
ROE	Rest von West-Europa	CEE	Zentral-Ost-Europa
FSU	Ehemalige Sowjetunion		

Die sektorale Ebene des Modellsystems ist sehr flexibel auf die zu untersuchenden Fragestellungen anpassbar. Im Rahmen des Forschungsvorhabens wurde eine Erweiterung vorgenommen, so dass nun auf der Produktionsseite 10 Industriesektoren unterschieden werden (vgl. Tabelle 4). Der Beschreibung der Energieangebotsseite sowie der energieintensiven

Industriesektoren kommt dabei besondere Bedeutung zu, da sie zur CO₂-Emissionen erheblich beitragen. Die Abbildung von insgesamt 6 Energiesektoren (Gas, Erdöl, Mineralölprodukte, Steinkohle, Braunkohle, Strom; zusätzlich ist auch der Einsatz von Kernbrennstoffen in der Stromerzeugung berücksichtigt) ermöglicht eine differenzierte Betrachtung der Schadstoffintensitäten und Substitutionsmöglichkeiten unterschiedlicher Energieträger.

Tabelle 4: Sektoren der erweiterten Version von NEWAGE-World

COL	Steinkohle
LIG	Braunkohle
GAS	Erdgas
OIL	Erdöl
MIN	Mineralölprodukte
ELE	Strom
CHM	Chemische Erzeugnisse
IRE	Eisen- und Stahlerzeugnisse
EIG	Andere energieintensive Güter
MACRO	Aggregiertes Makrogut

Bei der Darstellung der Nichtenergiesektoren berücksichtigt das Modell wichtige branchenspezifische Unterschiede in den Faktorintensitäten, dem Grad an Faktorsubstitutionsmöglichkeiten und den Preiselastizitäten der Güternachfrage, um den emissionshandelin-
duzierten Strukturwandel in den einzelnen (industriellen) Produktionssektoren analysieren zu können. Da im Rahmen des Forschungsvorhabens die sektorspezifischen Anpassungseffekte eines CO₂-Zertifikatehandels im Mittelpunkt der Betrachtung stehen, wurde auf die modell-
technische Weiterentwicklung in diesem Bereich ein besonderer Schwerpunkt gelegt. Die Er-
höhung der Abbildungsschärfe verbessert damit die Quantifizierung möglicher Produktions-
verschiebungen und die damit verbundenen Beschäftigungseffekte.

Datenbasis des NEWAGE Modellsystems ist die GTAP 5 Datenbank in der Version von 2002. Die Emissionsfaktoren einzelner Wirtschaftstätigkeiten bzw. die in den betrachteten Wirtschaftssektoren anfallenden Emissionen sind aus unterschiedlichen Datenquellen (Emissionskataster, GTAP 5 Daten) abgeleitet.

Die neue Modellversion von NEWAGE-World eignet sich demzufolge insbesondere für die Analyse der gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen (Beschäftigung, Wirtschaftswachstum, Wettbewerbsfähigkeit) eines internationalen oder eines europäischen Emissionshandelssystems mit besonderem Fokus auf Deutschland und die EU, da Deutschland und die einzelnen EU-Staaten als eigenständige Handelspartner modelliert sind. Eine derartige Modellanalyse wird im folgenden Kapitel erläutert.

1.3 Ergebnisse zum globalen Emissionszertifikatehandel

Die Erreichung der im Kyoto-Protokoll vereinbarten CO₂-Minderungsziele können mit unterschiedlichen umweltpolitischen Instrumenten angestrebt werden. Das wichtigste und von der EU sowie den meisten anderen Annex-B Staaten gewählte und in den nächsten Jahren umzusetzende Instrument ist der Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten. Diese Emissionszertifikate berechtigen den Besitzer, Treibhausgase in der auf den Zertifikaten verbrieften Menge zu emittieren oder diese Zertifikate bei Nicht-Inanspruchnahme zu verkaufen.

Die Mitgliedstaaten der Europäischen Union werden 2005 mit dem Emissionsrechtehandel beginnen, wobei eine spätere Anbindung des europäischen Handelssystems an die Handelssysteme anderer Staaten von der Europäischen Union in Erwägung gezogen wird. Die Vereinigten Staaten von Amerika wollen das Kyoto-Protokoll nicht ratifizieren, allerdings am globalen Emissionsrechtehandel teilnehmen. Russland hat angekündigt, das Kyoto-Protokoll noch ratifizieren zu wollen.

Der globale Handel mit CO₂-Zertifikaten führt zu einer Emissionsvermeidung an der aus ökonomischer Sicht effizientesten Stelle. Der Erfolg dieses umweltpolitischen Instruments ist dabei besonders von der Größe des Marktes bzw. der Menge der an dem Handelssystem teilnehmen Marktakteure abhängig, die darüber hinaus einen möglichst großen Teil der insgesamt emittierten Treibhausgase repräsentieren sollten. Auf der Basis des ratifizierten Kyoto-Protokolls wurden mit NEWAGE-World verschiedene Szenarien zum globalen Emissionsrechtehandel berechnet, die im Folgenden kurz beschrieben werden.

Für die Untersuchung der ökonomischen und ökologischen Wirkungen eines globalen CO₂-Zertifikatehandels wurden zwei Minderungsstrategien untersucht, die nur einen jeweils nationalen Emissionsrechtehandel vorsehen, also auf die Vorteile einer erweiterten globalen Handelssystems verzichten. Die einzelnen Länder implementieren den Zertifikatehandel zwar auf nationaler Ebene, können mögliche durch Emissionsreduktion frei werdende CO₂-Zertifikate aber nicht ins Ausland verkaufen. In der Folge bildet sich für jedes der betrachteten Länder ein eigener Zertifikatepreis heraus, der auf mögliche Einsparpotenziale hinweist, die durch interregionalen Handel ausgeschöpft werden könnten.

Um die Effekte eines globalen CO₂-Emissionsrechtehandels zu untersuchen und seine Vorteile gegenüber nationalen Lösungen quantitativ zu bestimmen, wurde in NEWAGE-World die Möglichkeit zum globalen Emissionsrechtehandel implementiert. Im Rahmen des Kyoto-Szenarios, das die Post-Kyoto Phase bis 2030 einschließt, wurden globale Reduktionsziele definiert, die eine weltweite CO₂-Minderung bis zum Jahr 2010 entsprechend den Kyoto Zielen um etwa 5 % gegenüber dem Basisjahr 1990, eine Reduktion bis zum Jahr 2020 um 10 % und eine Reduktion bis zum Jahr 2030 um 20 % gegenüber dem Jahr 1990 vorsehen.

Die CO₂-Reduktionsszenarien werden jeweils einem „Business as Usual“ Szenario gegenüber gestellt, in dem von den aus den GTAP 5 Daten bzw. den POLES und PRIMES Prognosen übernommenen Daten für die Bruttoinlandsproduktentwicklung, die Primärenergieträgerproduktion und -nachfrage sowie die Energieträgerpreise ausgegangen wird und von einer CO₂-Reduktion abgesehen wird. Im „Business as Usual“ Szenario ist damit kein Emissionshandelssystem implementiert. Tabelle 5 stellt die Rahmbedingungen für das CO₂-Reduktionsszenario mit globalem Emissionsrechtehandel zusammen.

Tabelle 5: Definition des CO₂-Reduktionsszenarios mit globalem Zertifikatehandel in NEWAGE-World

Jahr	CO ₂ -Reduktion gg. 1990 (global)	CO ₂ -Reduktion gg. 1990 (Deutschland)
2010	5 %, entsprechend Kyoto	21 %, entsprechend Burdensharing
2020	10 %	28 %
2030	20 %	41 %

Als zusätzliche Rahmenbedingungen sind

- die Teilnahme der USA und
- die Teilnahme der Entwicklungsländer jeweils am globalen Zertifikatehandel ohne eigenes Minderungsziel sowie
- die Nicht-Zulassung der „Hot Air“ und „Senken“ Problematik

zu nennen. Auf einzelne Modellergebnisse des CO₂-Reduktionsszenarios wird im Folgenden genauer eingegangen.

Betrachtet man die globalen CO₂-Emissionen des Reduktionsszenarios im Vergleich zum „Business As Usual“ Szenario, so lässt sich feststellen, dass der Ausstoß von CO₂ im Jahr 2030 um etwa 4 Mrd. t abnimmt. Diese Reduktion ist allerdings nur eine relative Minderung der globalen CO₂-Emissionen, da zwischen 2000 und 2030 ein Anstieg um etwa 17 Mrd. t im Reduktionsszenario bzw. ein Anstieg von etwa 21 Mrd. t. CO₂ im „Business As Usual“ Szenario zu verzeichnen ist.

Der starke Anstieg der globalen CO₂ Emissionen lässt sich durch die überproportionale Zunahme der Emissionen in den Nicht-Annex B Staaten erklären, der die angestrebte Minderung in den Industriestaaten überkompensiert. Bis 2030 reichen die Anstrengungen der Industrienationen also nicht aus, den globalen CO₂-Ausstoß zu verringern. Abbildung 3 stellt die Entwicklung der globalen CO₂-Emissionen im „Business As Usual“ und im Kyoto bzw. Post-Kyoto Szenario dar.

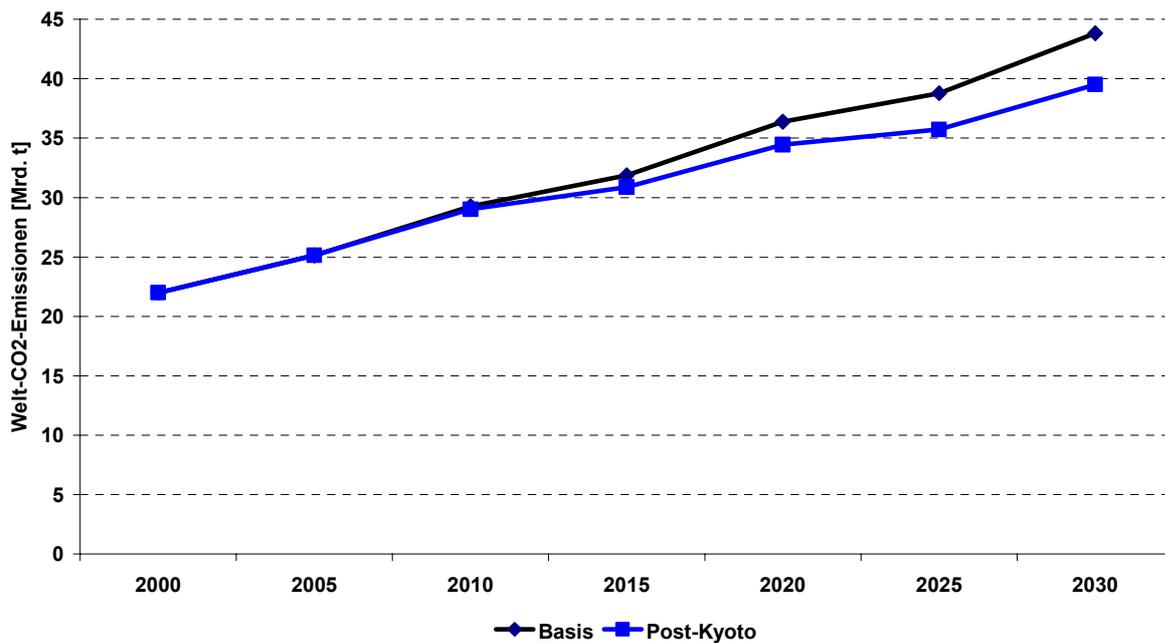


Abbildung 3: Entwicklung der globalen CO₂-Emissionen im „Business As Usual“ Szenario und im CO₂-Reduktionsszenario

Gegenüber der globalen CO₂-Emissionsentwicklung stellt sich die CO₂-Entwicklung in den einzelnen Ländern bzw. Regionen unterschiedlich dar. So sinken beispielsweise die CO₂-Emissionen in Deutschland sowohl im „Business As Usual“ als auch im Reduktionsszenario zwischen 2000 und 2010 ab, bevor sie im „Business As Usual“ Szenario bis 2030 wieder ansteigen. Die angestrebte CO₂-Reduktion führt in Deutschland vor dem Hintergrund des globalen Emissionsrechtehandels bis 2030 zu einer nationalen Verminderung der Gesamtemissionen.

Die Entwicklung in der EU-15 verhält sich gegenüber der deutschen Entwicklung anders und folgt dabei dem globalen Trend. Bleiben die CO₂-Emissionen bis 2010 auf dem Niveau von 1990 bzw. 2000 nahezu konstant, so steigen sie nach 2010 bis 2030 in beiden Szenarien an. Auch hier lässt sich allerdings der durch die Minderungsziele induzierte Abschwächung des Emissionsanstiegs beobachten. So steigen die CO₂-Emissionen auf Grund der Minderungsvorgaben vor dem Hintergrund des globalen Emissionsrechtehandels weniger stark an als im „Business As Usual“ Szenario. Der Anstieg der europäischen CO₂-Emissionen lässt sich mit einer Verschiebung der CO₂-Minderung aus der EU-15 in andere Länder erklären. Der Grund für diese Entwicklung ist in den spezifischen Emissionsminderungskosten zu sehen, die in den unterschiedlichen Ländern vor Aufnahme des Emissionshandels sehr verschieden sein können. Die Verschiebung der CO₂-Reduktion in Länder, in denen die Emissionsvermeidung kostenkünstiger ist, erhöht die Effizienz des Gesamtsystems und führt zu einer optimalen Allokation der CO₂-Vermeidung. Abbildung 4 beschreibt die Entwicklung der CO₂-Emis-

sionen in Deutschland, der EU-15 sowie den Vereinigten Staaten von Amerika, die zwar am Emissionsrechtehandel teilnehmen, sich allerdings keiner eigenen Minderungsvorgabe gegenübersehen.

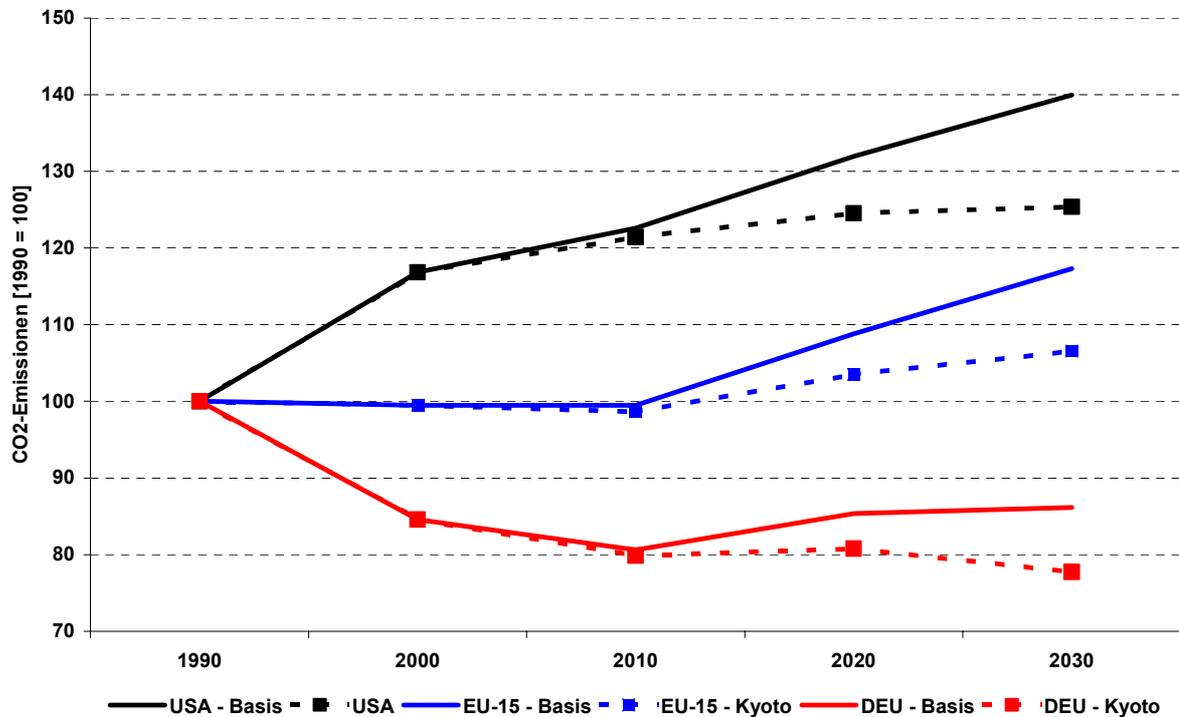


Abbildung 4: Entwicklung der CO₂-Emissionen in Deutschland, der EU-15 und den USA zwischen 1990 und 2030

Da die Vermeidungsziele entsprechend der Szenarienvorgaben zwischen 2000 und 2030 zunehmen und damit die Menge an handelbaren CO₂-Zertifikaten sukzessive abnimmt müssen die Zertifikatpreise tendenziell ansteigen. Betrachtet man den Verlauf der Preisentwicklung der gehandelten CO₂-Zertifikate, so ergibt sich folgendes Bild (vgl. Abbildung 5).

Die CO₂-Zertifikatpreise, die im Gleichgewicht den marginalen Vermeidungskosten, also den Kosten einer zusätzlich vermiedenen Einheit CO₂ entsprechen, steigen von etwa 1,6 Euro/t CO₂ in 2010 auf etwa 14,7 Euro/t CO₂ in 2030 an. Diese Zunahme lässt sich einerseits auf die stärkere CO₂-Vermeidung aufgrund der politischen Vorgaben und andererseits auf die Ausschöpfung der kostengünstigen Vermeidungsmaßnahmen zu Beginn der Emissionshandelsphase zurück führen.

Die steigenden CO₂-Preise bzw. die steigenden CO₂-Vermeidungskosten wirken sich auf die Entwicklung der nationalen Volkswirtschaften und deren Wohlfahrt ganz unterschiedlich aus. Mit NEWAGE-World lassen sich diese Wohlfahrtseffekte umweltpolitischer Maßnahmen, wie beispielsweise der angestrebten Reduktion des CO₂-Ausstoßes, quantifizieren. Die gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt stellt dabei einen wichtigen Parameter zur Bestimmung der wirtschaftlichen Entwicklung einer Volkswirtschaft dar. Für die mit NEWAGE-World

berechneten CO₂-Zertifikatehandelsszenarien ergeben sich die in Abbildung 6 dargestellten Wohlfahrtsveränderungen.

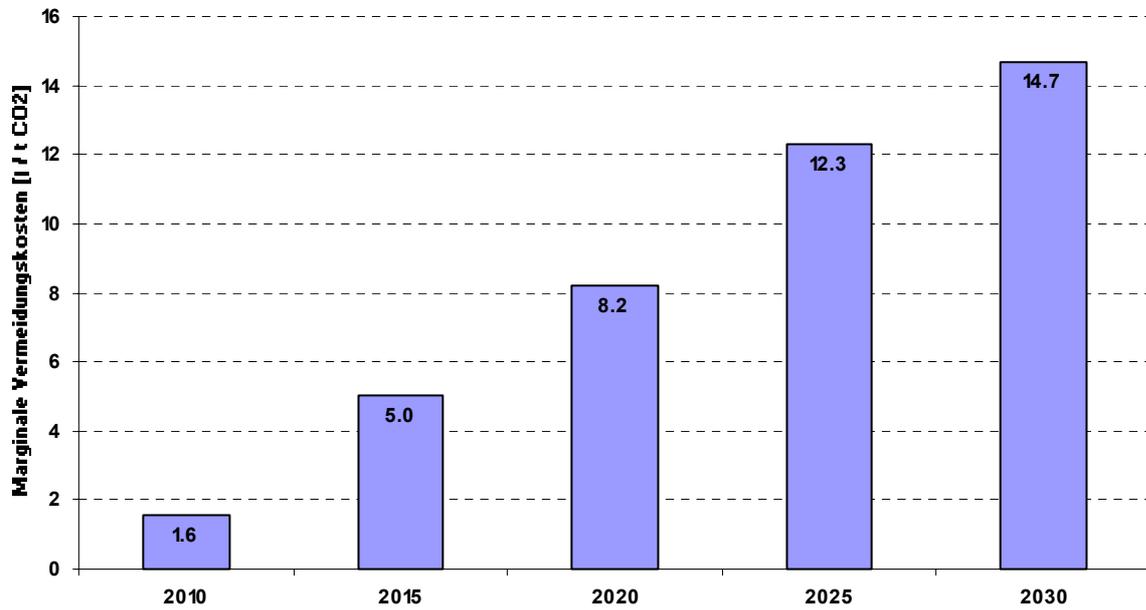


Abbildung 5: CO₂-Zertifikatpreisentwicklung zwischen 2010 und 2030

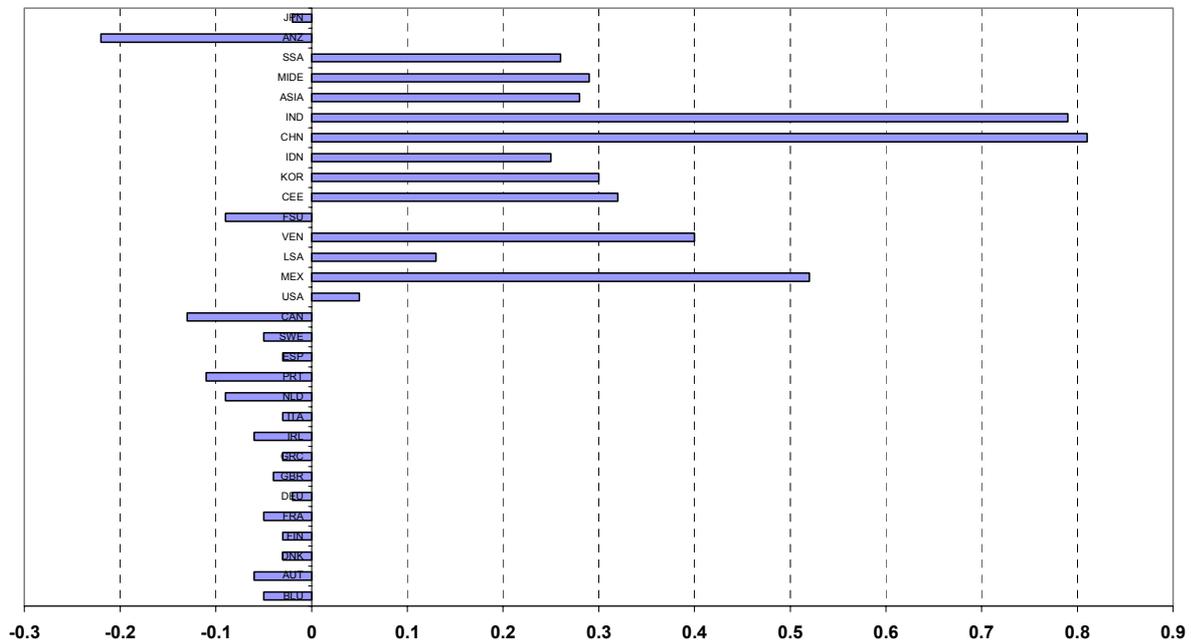


Abbildung 6: Wohlfahrtsveränderungen bei globalem CO₂-Zertifikatehandel im Vergleich zum „Business As Usual“ Szenario

Die mit NEWAGE-World berechneten Wohlfahrtsveränderungen geben Hinweise auf die ökonomischen Auswirkungen des CO₂-Zertifikatehandels in den einzelnen Ländern. Auf-

fällig sind die sehr unterschiedlichen Wohlfahrtseffekte in den Annex B und Nicht-Annex B Staaten. Nimmt die Wohlfahrt in den meisten Annex B Ländern ab, so steigt die Wohlfahrt in den Nicht-Annex B Ländern stark an. Dieser Effekt ist auf die Einnahmen des Verkaufs von CO₂-Zertifikaten an die Annex B Staaten zurück zu führen. Da die Nicht-Annex B Staaten keine Minderungsverpflichtungen haben, gleichzeitig aber am globalen CO₂-Zertifikatehandel teilnehmen (ebenso wie die USA), sind hier positive Wohlfahrtseffekte zu beobachten.

Die Wohlfahrt nimmt in den Ländern der Europäischen Union gegenüber dem „Business As Usual“ Szenario ab, wobei Deutschland im Vergleich zu anderen europäischen Staaten relativ geringere Wohlfahrtseinbußen zu verzeichnen hat. Vergleicht man die Wohlfahrtseffekte des hier dargestellten CO₂-Zertifikatehandelsszenarios mit einer Situation der Emissionsminderung auf der Basis nationaler Zertifikatehandelssysteme, so stellt man eine relative Verbesserung der Wohlfahrtswirkungen und damit der ökonomischen Entwicklung in den einzelnen Volkswirtschaften fest. Der globale Emissionsrechtehandel hat damit positive Wirkungen auf die allokativen Effizienz der CO₂-Zertifikatehandelssysteme und trägt damit zur Verbesserung der volkswirtschaftlichen Entwicklung bei.

2 LOPEX – Modellierung des langfristigen Angebots nicht-erneuerbarer Energieressourcen

Neben der in Abschnitt 1 erläuterten Betrachtung natürlicher Senken spielt auch der Einsatz natürlicher Ressourcen eine Rolle bei der Beurteilung nachhaltiger Entwicklung. Bezogen auf Energiesysteme steht dabei vor allem die Verfügbarkeit der nicht erneuerbaren fossilen Energieträger Erdöl, Erdgas und Kohle im Mittelpunkt.

Die fossilen Energievorräte sind weltweit sehr ungleichmäßig verteilt, wobei Europa, gemessen an seinem Anteil am weltweiten Verbrauch, eher unterdurchschnittlich ausgestattet ist [BGR03]. Wie die Europäische Kommission in ihrem Grünbuch „Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit“ feststellt, stützt sich der ständig zunehmende Energieverbrauch der europäischen Wirtschaft zu vier Fünftel auf die Energieträger Erdöl, Erdgas und Kohle, wovon nahezu zwei Drittel in die EU eingeführt werden [EC00]. Die EU-Kommission erwartet, dass die Importabhängigkeit in den nächsten Jahrzehnten weiter zunehmen wird. So schätzt sie zum Beispiel für das Jahr 2030 den Anteil des in die EU eingeführten Erdöls am gesamten europäischen Erdölverbrauch auf 90 Prozent. Diese zunehmende Abhängigkeit von Einfuhren birgt unübersehbare Risiken für die Energieversorgungssicherheit Europas. Um eine kontinuierliche Versorgung mit Energierohstoffen nicht zu gefährden, ist deshalb unter anderem eine regional möglichst breite Diversifizierung der Ressourceneinfuhren erstrebenswert.

Aspekte regionaler Abhängigkeiten von Energierohstoffen prägen momentan die Debatte um die europäische Energieversorgungssicherheit. Daneben wird die längerfristige Versorgungssicherheit aber auch sehr kontrovers im Hinblick auf die Gefahr einer globalen Verknappung von Energieträgern diskutiert, vor allem mit Bezug auf die Verfügbarkeit von Erdöl in den nächsten Jahrzehnten. Pessimistische Annahmen gehen davon aus, dass schon ungefähr ab dem Jahr 2010 - oder unter Umständen gar schon früher – mit einem Maximum in der weltweiten Ölproduktion gerechnet werden muss [Bent02]. Bei einer weltweit weiter ansteigenden Ölnachfrage ergibt sich daraus das Szenario einer permanenten ernststen Versorgungskrise mit hohen Preisvolatilitäten und vermutlich einschneidenden negativen Auswirkungen auf die weltweite wirtschaftliche Entwicklung. Solche Szenarien stützen sich in der Regel auf geologische Modelle und klammern häufig ökonomische Aspekte aus, insbesondere auf der Nachfrageseite. Grundsätzlich erscheinen die zugrundeliegenden Überlegungen jedoch plausibel und zur Beschreibung des Ressourcenangebots zumindest in Teilen geeignet. Es lassen sich daraus ungefähr ab 2010 bis 2020 zunehmende Risiken für die weltweite Erdölversorgung ableiten. So weist zum Beispiel auch das BGR in seiner neuesten Studie über die Verfügbarkeit von Energierohstoffen auf die Gefahr einer Deckungslücke beim Erdöl in frühestens 10 bis 20 Jahren hin, gemessen an Nachfrageszenarien der Internationalen Energieagen-

tur (IEA) [BGR03]. Ab dem Zeitpunkt einer spürbaren Verknappung beim Erdöl ist auch für Erdgas schlechtestenfalls in weiteren 10 bis 20 Jahren mit ähnlichen Tendenzen zu rechnen [Schi00]. Einzig bei Kohle scheint man angesichts der üppigen Vorkommen globale Verknappungsprobleme zumindest für das gesamte nächste Jahrhundert ausschließen zu können [BGR03].

Ein nachhaltiger Ressourcenverzehr definiert sich entweder über die zeitliche Verfügbarkeit der Ressource selbst oder über die zeitliche Verfügbarkeit eines durch Ressourcenverzehr aufgebauten und der verbrauchten Ressource funktional gleichwertigen Kapitalstocks. Demgemäß kann man Ressourcenverzehr dann als nachhaltig bezeichnen, wenn der Kapitalwert des Ressourcenvorrats für alle zukünftigen Zeiten erhalten bleibt.

Neben solchen direkten angebotsseitigen Aspekten der Ressourcenverfügbarkeit sind im Kontext nachhaltiger Energiesysteme des Weiteren auch alle nachfrageseitigen Aspekte der Ressourcenverwendung zu berücksichtigen. Denn einerseits beeinflussen die Verfügbarkeitskosten den ökonomischen Einsatz unterschiedlicher Energietechnologien, so dass belastbare Nachhaltigkeitsstrategien, die zum Beispiel zur Vermeidung von Umweltschäden auf dem verstärkten Einsatz bestimmter Energieträger beruhen, an die ökonomische Verfügbarkeit dieser Energieträger gebunden sind. Und andererseits hängt die Angebotsstruktur von Energieträgern selbst von ökonomischen und regulativen Gegebenheiten auf dem Energiemarkt ab. So werden zum Beispiel CO₂-Minderungsziele den zum Einsatz kommenden Energieträgermix verändern und damit auch die regionale und globale Verknappung der unterschiedlichen Energieträger. Des Weiteren besteht über den aus Angebot und Nachfrage ermittelten Energieträgerpreis auch eine Wechselwirkung mit anderen Wirtschaftssektoren und der globalen wirtschaftlichen Entwicklung insgesamt. Es macht daher Sinn, die Nachhaltigkeit der Energieversorgung in einem integrierten Ansatz zu analysieren, in dem auch das Energieressourcenangebot miteingebunden ist.

Dazu wurden im vorliegenden Forschungsvorhaben die globalen Ressourcenmodelle LOPEX (**L**ong term **P**rice and **E**Xtraction) zur Beschreibung langfristiger Abbau- und Preispfade der fossilen Energieträger Erdöl, Erdgas und Kohle entwickelt. In Abschnitt 2.1 werden dazu die prinzipiellen Überlegungen diskutiert, die bei der Entwicklung der Modelle berücksichtigt bzw. umgesetzt wurden. Abschnitt 2.2 widmet sich dann der Modellierung des Weltölmarktes (LOPEX-oil), während in Abschnitt 2.3 das Erdgas- und das Kohlemodell beschrieben sind (LOPEX-gas und LOPEX-coal). Die Resultate aus der anschließenden Kopplung der Ressourcenmodelle mit dem Gleichgewichtsmodell NEWAGE (vgl. Kapitel 1) sind in Kapitel 3 zusammengefasst.

2.1 Die LOPEX-Ressourcenmodelle

Das Ziel in diesem Teil des Projektes ist es, Modelle zur Bewertung des Verzehrs von Erdöl, Erdgas und Kohle zu entwickeln, mit denen Szenarien über weltweite Abbaupfade und zugehörige Preispfade entworfen werden können. Dazu werden zunächst allgemeine Eigenschaften der LOPEX-Ressourcenmodelle und zugrundeliegende Prinzipien der Modellierung erläutert.

2.1.1 Zur Umsetzung der Modellierung des Ressourcenangebots

Um der Problematik der Nachhaltigkeit bei der Modellierung des Ressourcenangebots gerecht zu werden, aber auch um den intertemporalen Charakter der Ressourcenökonomie zu erfassen, ist eine so weit als möglich in die Zukunft vorausschauende Analyse sinnvoll. Von daher wurden die LOPEX-Modelle auf *sehr langfristige Zeiträume* angelegt, sodass die errechneten Szenarien das gesamte 21. Jahrhundert abdecken. Diese Langfristigkeit erfordert in vielerlei Hinsicht besondere Modelleigenschaften und Spezifikationen. So wurde zum Beispiel die zeitliche Entwicklung nicht jährlich sondern in *10-Jahresperioden* modelliert. Innerhalb solch großer Zeiträume ist davon auszugehen, dass sich im Mittel auch starke Preisschwankungen auf hoch volatilen Märkten wie dem Weltölmarkt selbstregulativ weitgehend ausgleichen. Insofern erscheint diese grobe Zeiteinteilung der Modelle geeignet, um langfristige Marktgleichgewichte zu erfassen, und sie hält außerdem den Rechenaufwand der Modelle in Grenzen.

Die entwickelten LOPEX-Ressourcenmodelle sind als *Angebotsmodelle* zu verstehen. Das heißt, die Anbieter stehen im Mittelpunkt der Modelle und das Ressourcenangebot ergibt sich darin aus der Beschreibung eines bestimmten Verhaltenskalküls der Anbieter. Das in der Ressourcenökonomie gängige und auch diesen Ressourcenmodellen zugrundegelegte *Verhaltenskalkül ist das intertemporale Optimum*. Dabei wird davon ausgegangen, dass jeder Anbieter seinen Ressourceneinheiten einen optimalen Verkaufszeitpunkt zuweist, so dass er seinen abdiskontierten Gewinn über alle Zeiten betrachtet maximiert.

Ein solches Kalkül setzt eine idealerweise perfekte Voraussicht über alle zukünftigen Marktsituationen voraus. In den unten beschriebenen Modellen wird diese Idealisierung insofern relativiert, als die Modellperioden aus modelltechnischen Gründen de facto nur *in abgeschwächter Form intertemporal* miteinander verknüpft sind. Zwar wird das Optimierungsproblem im Modell simultan für alle Zeitperioden zugleich gelöst. Wegen den verhältnismäßig langen zehnjährigen Modellperioden ist jedoch der abdiskontierte Einfluß einer Modell-

periode im Verhältnis zur vorausgehenden Modellperiode relativ gering¹. Dies kann so interpretiert werden, als ob wegen mangelnder Voraussicht die Zukunft nur wenig planbar ist und deshalb zukünftige Überlegungen gegenwärtiges Verhalten nur wenig beeinflussen. Die momentane Marktsituation dominiert dann Produktionsentscheidungen in einem höheren Maße als Überlegungen zur Ressourcenaufbewahrung für spätere Perioden.

Eine weitere modelltechnische Abweichung vom Ideal des intertemporalen Optimums ergibt sich aus der Begrenzung des zeitlichen Modellrahmens. Der Wert der am Ende der letzten Modellperiode verbleibenden Ressourcen ist nur im Zusammenhang von Ressourcenmärkten quantifizierbar, die über die Modellzeit hinausgehen. In den Modellen ist der Wert von am Ende übrigbleibenden Ressourcen deshalb nicht erfasst. Dieses sogenannte **Endwertproblem** bringt vor allem in den letzten Perioden des Modells Abweichungen im Optimierungsverhalten der Anbieter mit sich. Dies war ein weiterer Grund, den Zeithorizont der Modelle über das gesamte Jahrhundert auszudehnen, und damit für einen möglichst weiten Zeitraum in die Zukunft einen Ressourcenmarkt aufzuschlagen. Wie sich aus Rechnungen mit unterschiedlichen Zeithorizonten zeigt, beeinflusst das Endwertproblem wegen der oben beschriebenen Abschwächung des intertemporalen Zusammenhangs die Ergebnisse nur gering und verzerrt höchstens die Ergebnisse in den letzten Zeitperioden etwas.

Der Handel mit fossilen Energieträgern findet im Falle von Erdöl und Kohle weltweit statt. Auch Erdgas, das wegen der relativ hohen Transportkostenanteile noch weitgehend auf intrakontinentale Lieferwege beschränkt ist, wird mit zunehmendem Ausbau von LNG-Infrastrukturen zur Gasverflüssigung (LNG: liquefied natural gas) eine Ausdehnung des weltweiten Handels erfahren ([Sen02], [Jen03]). Zusammen mit den zu beobachtenden Tendenzen der Globalisierung der Wirtschaft bedeutet dies, dass der Verzehr endlicher Energieressourcen nur im **globalen Kontext** untersucht und bewertet werden kann.

Entsprechend den zur Verfügung stehenden Ressourcendaten aus dem SAUNER-Projekt wurden die LOPEX-Modelle in **12 Weltregionen** eingeteilt (siehe Anhang A). Die Weltregionen repräsentieren in den Modellen die Ressourcenanbieter und treten zugleich auch als Nachfrager auf. Für das Erdgas- und das Kohlemodell wurde perfekter Wettbewerb zwischen den Anbieterregionen angenommen. Das Optimierungsproblem der Anbieter stellt sich dann als ein **Transportproblem** dar: „Wie können die Anbieterregionen auf für sie über alle Zeiten betrachtet (intertemporal) günstigste Weise die (preisabhängige) Nachfrage in den Weltregionen befriedigen?“ Insbesondere bei Erdgas spielen dabei auch die relativ hohen Transportkosten über größere Entfernungen eine große Rolle.

¹ Während zum Beispiel bei einer Diskontrate von 5 % in einer jährlichen Modellierung der Gewinn in einer nachfolgenden Zeitperiode noch mit dem 0,95-fachen zu bewerten ist, wird bei einer 10-Jahres-Modellierung der Gewinn der nachfolgenden 10-Jahreszeitperiode nur noch mit dem 0,61-fachen der Vordekade bewertet. Die Verlinkung aufeinanderfolgender Modellperioden ist im zweiten Fall also schwächer, weil alle einzelnen 10 Jahre innerhalb einer Modellperiode als ein einziger Planungszeitpunkt modelliert werden.

Abweichend vom Erdgas- und Kohlemodell wurde im Ölmodell LOPEX-oil angesichts der besonderen Marktstruktur des Weltölmarktes statt einer regionalen Einteilung eine Unterscheidung zwischen Nicht-OPEC und OPEC-Ländern vorgenommen. Damit konnte der Ölmarkt in LOPEX-oil mit dem gängigen Marktmodell des *perfekten Kartells (OPEC) mit Wettbewerbsrand (Nicht-OPEC)* modelliert werden. Abbau- und Preispfade ergeben sich in LOPEX-oil allein aus dem intertemporal optimierten Kalkül der OPEC, in das jedoch die preisabhängige Reaktion der Nicht-OPEC-Produktion bereits integriert ist. Ohne weitergehende spieltheoretische Betrachtungen anzustellen, kann unter dieser Annahme die optimale Lösung dann als das zur speziellen Marktconstellation gehörige partielle Marktgleichgewicht interpretiert werden.

Zu einer konsistenten Beschreibung des Optimierungsverhaltens gehört auch, dass die Auswirkungen des Anbieterverhaltens auf Nachfrage und Preis und die damit verbundenen Rückwirkungen auf das Anbieterverhalten berücksichtigt werden. Dies geschieht in allen drei Modellen über eine *simultane Endogenisierung von Angebot, Nachfrage und Preis*. Das bedeutet insbesondere, dass auch ein Zusammenhang zwischen Preis und Nachfrage in die Modelle integriert werden muss.

Die Nachfrage nach Primärenergieträgern hängt selbst ab von einem komplexen Geflecht aus unterschiedlichen miteinander konkurrierenden oder zueinander komplementären Energiewandlungstechnologien entlang der Energiekette von der Primär- zur Endenergie. Die Endenergienachfrage hängt ihrerseits wieder ab von der Entwicklung in den einzelnen Nachfragesektoren und damit von weiteren zahlreichen Einflussfaktoren wie zum Beispiel der Bevölkerungsentwicklung und dem Bruttoinlandsprodukt. Um die Modellgrenzen der Ressourcenmodelle auf ein umsetzbares Maß einzuschränken, wurde auf eine Erfassung aller nachfrageseitigen Details vom downstream-Bereich bis hin zur Endenergienachfrage verzichtet. Stattdessen konzentriert sich die Beschreibung der Nachfrageseite in den Modellen allein auf den Einfluss des Preises und auf die Frage, wie preiselastisch die Primärenergieträgernachfrage langfristig auf Preisänderungen reagieren wird. Das bedeutet, dass die entwickelten Ressourcenangebotsmodelle von der Bezugnahme auf ein exogenes *konsistentes Nachfrageszenario* abhängig sind, in dem alle nachfrageseitigen Details bereits impliziert sind. Dieses Nachfrageszenario wird in den Modellen beschrieben durch zwei zusammengehörende Zeitverläufe von Referenznachfrage [$n_{ref}(t)$] und Referenzpreis [$p_{ref}(t)$]. Bei Anwendung der in Energiemodellen bewährten Nachfragefunktion mit konstanter Preiselastizität erhält man eine Schar von möglichen Nachfragepfaden $N(t)$ in Abhängigkeit vom tatsächlichen Modellpreis $P(t)$:

$$N(t) = n_{ref}(t) \cdot \left(\frac{P(t)}{p_{ref}(t)} \right)^\varepsilon \quad (1)$$

Da die in 10-Jahresperioden konzipierten LOPEX-Modelle dafür ausgelegt sind, nur langfristige Entwicklungen zu erfassen, entspricht ε der langfristigen Nachfrageelastizität. Mit Hilfe dieser Form der Nachfragefunktion ermitteln die LOPEX-Ressourcenmodelle unter der Schar möglicher Nachfrageentwicklungen denjenigen endogenen Preis- und Nachfragepfad $[P(t), N(t)]$, der mit dem Ressourcenangebot in Einklang gebracht werden kann und bei dem die Anbieter ein intertemporal optimales Ergebnis erzielen.

2.1.2 Die verwendeten Ressourcendaten

Die Menge der insgesamt jemals gewinnbaren nicht-erneuerbaren Energieressourcen ist eine dynamische Größe und schwer in Zahlen zu fassen. Unsicherheiten erstrecken sich vor allem entlang zweier Dimensionen. Zum einen ist dies die geologische Unsicherheit, besonders bei noch unentdeckten unbekanntem Vorkommen, aber auch bezüglich des tatsächlichen Umfangs bereits entdeckter Reserven. Zum anderen ist der zukünftige technische Fortschritt über den Zeitraum eines Jahrhunderts schwer abzuschätzen und damit auch der Umfang jener Ressourcenvorkommen, die nur aufgrund technologischer Durchbrüche ökonomisch verfügbar gemacht werden können. In dem EU-Projekt SAUNER [SAU00] wurde versucht, das langfristig maximale Ressourcenpotenzial sowie die zugehörigen Kosten der Ressourcenverfügbarkeit zu beziffern. Diese Ergebnisse aus SAUNER wurden im vorliegenden Projekt als Eingangsdaten in die LOPEX-Modelle verwendet.

In den SAUNER-Daten sind alle Ressourcenvorkommen von Erdöl, Erdgas und Kohle aufgenommen, die nach jetzigem Ermessen auf sehr lange Sicht jemals für die Nutzung in Frage kommen könnten. Dies umfasst sowohl Abschätzungen über noch zu entdeckende, unbekannte Ressourcenmengen als auch über unkonventionelle Ressourcen. Auch zusätzliche Vorkommen, die sich aus einer eventuellen zukünftigen Erhöhung des Gewinnungsfaktors ergeben, sind beziffert. So wurde bei Erdöl davon ausgegangen, dass durch sogenannte „Enhanced Oil Recovery“ (EOR)-Verfahren der Gewinnungsfaktor von momentan durchschnittlich 35 % bis auf 50 % erhöht werden kann, und zwar bezogen sowohl auf vergangene Förderung aus bereits produzierten Ölfeldern, als auch auf gegenwärtige und zukünftige Förderung. Genauso sind unter dem Begriff EGR („Enhanced Gas Recovery“) zusätzliche Erdgas-Vorkommen ausgewiesen, die aus einer Erhöhung des momentanen durchschnittlichen Gewinnungsfaktors für Erdgas von 50 auf 80 % entstehen. Auf diese Weise ist auch dem vieldiskutierten Aspekt des Reservenwachstums bereits in den Daten Rechnung getragen. Abgesehen von weiteren bisher noch nicht vorhersehbaren unkonventionellen Möglichkeiten zur Ressourcengewinnung kann man die in den SAUNER-Daten erfassten Vorkommen deshalb als eine optimistische obere Grenze der insgesamt im 21. Jahrhundert zur Verfügung stehenden Erdöl-, Erdgas- und Kohlemengen auffassen.

Die Ressourcenvorkommen sind in den SAUNER-Daten 12 Weltregionen (siehe Anhang A) zugeordnet, und in verschiedenen Ressourcenkategorien zusammengefasst (siehe Anhang B). Für jede Ressourcenkategorie und für jede Region wurden aus unterschiedlichen Kostenstudien mögliche Bandbreiten der Verfügbarkeitskosten zusammengefasst. Verfügbarkeitskosten enthalten alle Kosten des Upstream-Sektors, von der Exploration über die Erschließung bis zur Förderung der Ressourcen². Die Kostenabschätzungen beziehen sich entweder auf bereits anwendbare Upstream-Technologien oder beruhen unter Umständen bei unkonventionellen Ressourcen (Bsp. Gashydrate) auch auf Übertragungen von Kosten bereits verfügbarer Technologien [Nöt02]. Über die ermittelte Kostenbandbreite jeder Ressourcenkategorie und mit Hilfe einer standardisierten Angebots-Kosten-Kurve für konventionelle und unkonventionelle Ressourcenkategorien wurde in SAUNER jeder Ressourceneinheit in jeder Region ein Kostenwert in Abständen von einem Dollar pro Barrel Ölequivalent zugeordnet. Die daraus resultierenden Angebots-Kostenkurven für das aufkumulierte weltweite Angebot an Öl, Gas und Kohle sind in Abbildung 7 eingezeichnet.

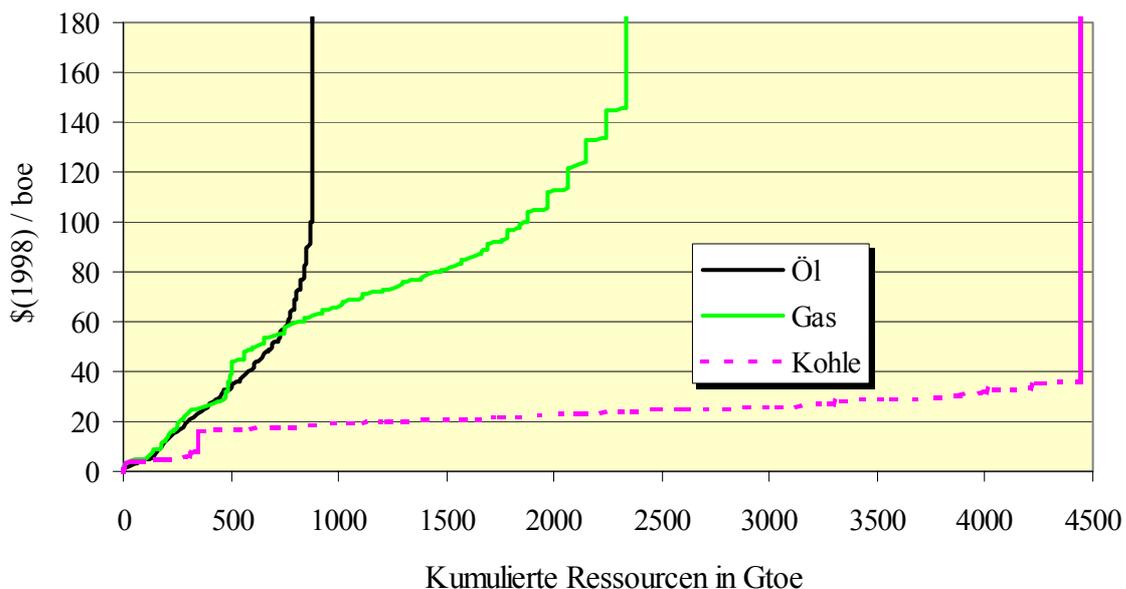


Abbildung 7: Kostenkurven für das globale kumulierte Ressourcenangebot für Öl, Gas, Kohle

Die teuersten aufgeführten Vorkommen liegen bei Erdöl bei 100 \$/boe, bei Erdgas bei 146 \$/boe, und bei Kohle bei 36 \$/boe. Um die Rechenzeit in vernünftigen Grenzen zu halten, wurden in LOPEX nicht alle einzelnen ein Dollar pro Barrel – Kostenschritte wie in den SAUNER-Daten unterschieden, sondern Ressourcen mit ähnlichen Kosten wurden zu Kos-

² Eine Aufteilung der einzelnen Kostenanteile ist jedoch leider nicht möglich. Transportkosten sind in den Verfügbarkeitskosten nicht enthalten.

tenkategorien aggregiert. Dabei wurde darauf geachtet, dass nur in Kostenbereichen mit ähnlichem Anstieg in der regionalen Angebotskostenkurve Ressourcen zusammengefasst wurden. In LOPEX wurde zudem ein linearer Kostenanstieg innerhalb den Kostengrenzen einer Kostenkategorie implementiert. In LOPEX-oil konnten neben den Kostenkategorien außerdem noch konventionelle, unkonventionelle und EOR-Ressourcen eigens unterschieden werden.

Ressourcenmengen und Kostenabschätzungen beziehen sich auf das SAUNER-Erhebungsjahr 1998. Sämtliche monetären Angaben in den LOPEX-Modellen sind deshalb in (\$1998)/boe angegeben oder auf diesen „Gegenwartswert“ diskontiert. Im Laufe der Zeit verändern sich jedoch die realen Verfügbarkeitskosten. Technischer Fortschritt im Upstream-Sektor ermöglicht nicht nur Zugang zu neuen Vorkommen, sondern führt auch zu einer Kostensenkung des bereits verfügbaren Ressourcenangebots. Dieser Aspekt wurde in SAUNER über einen exogenen Technologiefaktor abgebildet, der angibt, um wieviel % pro Jahr sich im Durchschnitt das Ressourcenangebot aufgrund technischen Fortschritts verbilligt. Die im SAUNER-Basisszenario angenommenen Kostensenkungen von real 0,5 %/a wurden auch für die vorliegenden Ressourcenmodelle übernommen.

Transportkosten zwischen den 12 Weltregionen sind ebenfalls dem SAUNER-Projekt entnommen. Bei der Modellierung des Weltölmarktes mit LOPEX-oil konnten sie nicht berücksichtigt werden, weil dabei keine regionale Zuordnung zwischen Angebot und Nachfrage möglich war. In LOPEX-gas und LOPEX-coal, die beide als Transportproblem formuliert sind, wurden die SAUNER-Transportkosten jedoch verwendet. Allerdings wurden die Daten dazu teilweise überarbeitet. Entsprechend einer Studie von Fichani [Fich03] wurden die Transportkosten für Kohle neu skaliert. Dies ergab ca. 1,5-fach höhere Kohletransportkosten als in SAUNER angegeben. Zusätzlich wurde ein streckenunabhängiger Zuschlag für Inlandstransport der Kohle zu den SAUNER-Daten hinzuaddiert. Dieser Zuschlag wurde nach Angaben von RWE Rheinbraun [RWE02] zu 1,5 \$/boe abgeschätzt.

2.1.3 Die zeitliche Verfügbarkeit des Ressourcenangebots

In Optimierungsmodellen zur Beschreibung des Ressourcenabbaus ist gewöhnlich impliziert, dass die Produktion bis zu dem Punkt ausgedehnt wird, an dem der marginale Profit einer zusätzlich abgebauten Ressourceneinheit verschwindet. Dies ist dann der Fall, wenn die Angebotskosten der letzten angebotenen Einheit inklusive aller Opportunitäts- und Nutzungskosten dem Marktpreis der Ressource entsprechen³. In Optimierungsmodellen kann man Opportuni-

³ Streng genommen gilt dies nur für Märkte mit perfektem Wettbewerb. Diese Aussage kann jedoch verallgemeinert werden, wenn man eine breitere Definition von Kosten zugrundelegt, indem man auch Renten miteinschließt, die von bestimmten Marktstrukturen herrühren, zum Beispiel Kartellrenten.

täts- bzw. Nutzungskosten durch die Schattenpreise einschränkender Nebenbedingungen darstellen. In einem Ressourcenmodell sind dies oft Mengenbeschränkungen, das heißt, man betrachtet die Menge der insgesamt zur Verfügung stehenden Ressourcen als limitiert. Der zu dieser Einschränkung gehörige Schattenpreis wird als Ressourcenrente bezeichnet und entspricht im Modell dem Wert einer weiteren zusätzlich zur Verfügung stehenden Ressourceneinheit. Statt ein generelles Ressourcenlimit zu betrachten, könnte man zum Beispiel auch die insgesamt förderbare Menge eines bereits erschlossenen Ölfeldes als begrenzt ansehen und im Modell über den gesamten operativen Zeitraum dieses Ölfeldes optimieren. In diesem Sinne wird zum Beispiel in [Wat96] der Begriff „marginale Nutzungskosten“ verstanden.

Die in den verwendeten SAUNER-Daten erfassten Ressourcen stellen in den Modellen eine obere Grenze für die im 21. Jahrhundert verfügbaren Ressourcenmengen dar. Aber neben Einschränkungen, die die *verfügbaren Ressourcenmengen* betreffen, müssen im Modell weitere Einschränkungen über die *zeitliche Verfügbarkeit* der Ressourcenmengen berücksichtigt werden. Mit Einschränkungen in der zeitlichen Verfügbarkeit sind Kosten gemeint, die zusätzlich durch Anpassungen des zeitlichen Produktionsverlaufs einer Ressource entstehen.

So ist zum Beispiel eine beliebige Ausdehnung der Produktionsrate eines operierenden Ölfeldes nicht ohne weiteres möglich, zumindest nicht instantan und kostenneutral. Besonders ältere Ölfelder zeigen mit fortgeschrittener Erschöpfung und einhergehendem abgesunkenem Reservoirdruck wenig Flexibilität für eine Ausweitung der Förderung. Vielfach können „Enhanced Oil Recovery“ (EOR)-Verfahren die Förderrate erhöhen, dies aber nur unter zusätzlichem Kostenaufwand. Oberhalb eines bestimmten Levels geht eine weitere Erhöhung der Extraktionsrate einher mit dem kostspieligen Risiko, damit die insgesamt förderbaren Mengen des Ölreservoirs zu reduzieren [Ban01]. Generell ist ab einer bestimmten Abbaurate die Erhöhung oder dauerhafte Aufrechterhaltung dieser Abbaurate mit zusätzlichen Kosten pro geförderter Ressourceneinheit verbunden.

Statt Produktionssteigerungen auf der operativen Ebene vorzunehmen, kann das Angebot auch über zusätzliche Erschliessungen neuer Quellen erhöht werden. Solche Investitionsmaßnahmen benötigen längere Vorlaufzeiten und verursachen ebenfalls zusätzliche Kosten, die auf die geförderten Ressourceneinheiten umgelegt werden.

Die in den Ressourcenmodellen verwendeten Kostendaten aus dem SAUNER-Projekt entsprechen Abschätzungen mittlerer Verfügbarkeitskosten für Exploration, Erschließung und Förderung aller erfassten Ressourceneinheiten. Die Daten enthalten keine zeitlichen Zusammenhänge und damit auch keine Informationen darüber, wie die Verfügbarkeitskosten vom zeitlichen Verlauf der Ressourcenproduktion abhängen. Einschränkungen in der zeitlichen Verfügbarkeit der Ressourcen konnten deshalb in den LOPEX-Modellen nicht über die damit verbundenen Kosten abgebildet werden. Trotzdem ist es notwendig, solche Einschränkungen

zu erfassen. Ansonsten würde es ein Modell zulassen, dass jederzeit jede beliebige Ressourcenmenge bereitgestellt werden könnte, sofern nur die marginale Zahlungsbereitschaft des Marktes der Summe aus marginalen Verfügbarkeitskosten und Opportunitätskosten entspricht.

Der Aspekt der zeitlichen Verfügbarkeit wurde in LOPEX-gas und in LOPEX-coal über Einschränkungen im zeitlichen Verlauf von Produktionskapazitäten abgebildet. In LOPEX-oil konnte dieser Aspekt jedoch auf andere Weise integriert werden, nämlich über eine Analyse der langfristigen Entwicklung der Exploration. Denn um die Produktionsrate zu steigern, lassen sich im Wesentlichen zwei Möglichkeiten unterscheiden: Erhöhung der Produktion aus bereits operierenden Förderanlagen oder rechtzeitige Erschließung neuer Quellen. Wie oben beschrieben, verursachen beide Maßnahmen zusätzliche, nicht in den Daten enthaltene Kosten, wenn sie über ein bestimmtes Maß hinaus angewendet werden. Beide Maßnahmen benötigen für ihre Umsetzung ganz unterschiedliche Zeiträume. Wenn man aber voraussetzt, dass die Anbieter innerhalb eines Planungshorizonts genügend Voraussicht haben, um ein optimales Maßnahmenbündel rechtzeitig einzuleiten, werden die beiden Alternativen und ihre Kosten vergleichbar.

Ob eine Produktionsausweitung durch zusätzliche Extraktion aus bereits produzierenden Ölfeldern umgesetzt wird, oder durch Neuerschließung von Ölquellen, und vor allem in welchem Umfang dies ökonomisch durchführbar ist, um eine bestimmte Nachfrage zu befriedigen, das hängt von den Kosten der beiden Alternativen ab. Im Gleichgewicht werden bei Bedarf an einer Produktionsausweitung alle Maßnahmen bis zu dem Punkt angewendet, an dem sich ihre zusätzlichen Kosten pro zusätzlichem Output (inklusive aller begleitenden Opportunitäts- und Nutzungskosten) entsprechen. Dies macht die beiden Alternativen vergleichbar. Der marginale Aufwand und damit die operative Flexibilität der Produktion entspricht im Gleichgewicht dem marginalen Aufwand bzw. der Flexibilität in der Erschließung neuer Produktionsquellen. Die Flexibilität in der Erschließung neuer Produktionsquellen wird ihrerseits bestimmt durch den zugrundeliegenden Explorationsprozeß. Diese Analogie erlaubt es, in gewisser Weise zeitliche Einschränkungen in der Ressourcenförderung über die Dynamiken des Explorationsprozesses zu erklären. Im Folgenden wird deshalb der Explorationsprozeß genauer betrachtet, um damit Einschränkungen in der zeitlichen Verfügbarkeit des Erdölangebots zu beschreiben und mittels Hubbertkurven in LOPEX-oil zu integrieren.

2.1.4 Der Explorationsprozeß

Der Explorationsprozeß wird langfristig durch zwei zugrundeliegende Effekte gesteuert bzw. eingeschränkt: durch den Informationseffekt und den Erschöpfungseffekt (siehe [Uhl76], [Reyn99]).

Reynolds [Reyn99] weist darauf hin, dass ein rational vorgehender Ölsucher seine Suche nicht nach dem Darts-Prinzip durchführt, als würde er seine Suchorte nach zufällig auf eine Landkarte geworfenen Pfeilen auswählen. Bei einer solchen Suche würde man im Mittel auf die größten Ölregionen als erstes treffen. Stattdessen wird man seine Explorationsstrategie an die Erfolgswahrscheinlichkeit anpassen, die aus der jeweils gerade verfügbaren Information ableitbar ist. Die subjektive Wahrscheinlichkeit, Öl in einer erwiesenermaßen erdöhlhaltigen Region zu finden, ist höher als die subjektive Wahrscheinlichkeit, Öl in einer unerforschten Region mit keiner oder wenig Explorationsvergangenheit zu finden. Solange andere Ölregionen nicht entdeckt sind, hat ein Ölsucher wenig Anlaß zu glauben, dass überhaupt noch bessere Erfolgsaussichten in anderen Regionen existieren könnten.⁴ Erst mit fortschreitenden Entdeckungen sammelt sich mehr und mehr Information über weitere erfolgversprechende Explorationsmöglichkeiten an. Aus diesem Grunde sind die kumulierten Entdeckungen ein Maß für das angehäuften geologische Informationsniveau⁵. Es lässt sich somit festhalten:

- (1) Das Informationsniveau wächst mit fortschreitender kumulierter Entdeckung.

In einem weiteren Sinne bezeichnet der Begriff „Information“ dabei nicht nur das Wissen darüber, *wo* man Öl findet. Sondern man kann zusätzlich unter dem Begriff „Information“ auch das Wissen darüber verstehen, *wie* man Öl am kostengünstigsten findet, also mit welcher Technik. Bezogen auf die Explorationstechnologie bedeutet dann Informationszuwachs den endogenen technologischen Fortschritt entlang der Lernkurve erfolgreicher Exploration⁶. Da nun – wie oben beschrieben – Exploration umso erfolgreicher ist, je mehr Information angehäuften wurde, gilt auch:

- (2) Die Entdeckungsrate steigt mit zunehmendem Informationsniveau an.

⁴ Das könnte auch den Umstand erklären, dass Ölsucher in den ersten Jahrzehnten der Exploration erwiesenermaßen eine weniger erfolgreiche Strategie verfolgt haben, als wie wenn sie das Darts-Prinzip verfolgt hätten, also willkürlich mit Pfeilen auf eine Landkarte zu werfen und dadurch die Suchorte zu bestimmen. [Men75].

⁵ Eigentlich würde man statt der kumulierten Entdeckungen schon die Explorationsaktivität selbst als die Verursachung von Informationszuwachs identifizieren. Aber wenn unerfolgreiche, nicht zu weiteren Entdeckungen führende Exploration überhaupt wertvolle Information enthält, dann wird diese Information seinerseits wieder zu weiteren Entdeckungen führen. Deshalb sind kumulierte Entdeckungen ein genauso guter Indikator für angehäuften Wissen, als kumulierter Explorationsaufwand [Reyn99].

⁶ Diese Bedeutung von Technik als Information bezieht sich hier wohlgerneht nur auf den technischen Fortschritt in der Exploration. Technischer Fortschritt, der zu höheren Mengen an insgesamt förderbarem Öl oder zu billigerer Erschließung und Förderung von bereits entdecktem Öl führt, enthält in der Regel keine oder unbedeutende Informationen die zu einer erfolgreicherer Suche nach Öl beitragen.

Beide Aussagen (1) und (2) zusammen ergeben den sich selbstverstärkenden Informationseffekt („Lerneffekt“) der Exploration, der dazu führt, dass die Entdeckungsrate mit dem durch die kumulierten Entdeckungen ansteigenden Informationsniveau anwächst.

Eine zweite Eigenschaft der Exploration ist jedoch, dass die maximal erreichbare Information über die Ressourcenvorräte begrenzt ist. Sobald in allen möglichen Regionen und in allen möglichen Tiefen der Erde alle Erdölvorkommen identifiziert sind, ist das maximale Informationsniveau erreicht und die Erdölexploration beendet. Dieses maximale Informationsniveau ist dabei davon unabhängig, wie ausgereift die Explorationstechnik in diesem Stadium dann ist. Insofern ist auch der durch Fortschritte in der Explorationstechnologie verursachte Informationszuwachs durch das maximal mögliche Informationsniveau nach oben begrenzt. Generell kann man annehmen, dass Entdeckungen umso unwahrscheinlicher werden, je weniger noch zu entdeckende Information übrig ist, deshalb gilt qualitativ:

(3) Die Entdeckungsrate fällt mit zunehmendem Informationsniveau ab.

Zusammengenommen definieren die Aussagen (1) und (3) den sich selbstabschwächenden Erschöpfungseffekt, der verursacht, dass die Entdeckungsrate mit dem durch die kumulierten Entdeckungen ansteigenden Informationsniveau abfällt. Der Erschöpfungseffekt trägt der Tatsache Rechnung, dass im Entdeckungsprozess Informationen über weitere Suchmöglichkeiten nicht nur *angesammelt* werden (Lerneffekt), sondern zugleich auch *verbraucht* werden.

Wenn $KE(t)$ die Menge der kumulierten Entdeckungen zur Zeit t bezeichnet und Q_∞ die maximal entdeckbaren Vorkommen, dann könnten Informations- und Erschöpfungseffekt algebraisch formuliert werden als:

$$\frac{\partial KE(t)}{\partial t} \propto KE(t) \quad (2)$$

$$\frac{\partial KE(t)}{\partial t} \propto (Q_\infty - KE(t)) \quad (3)$$

Gemeinsam resultiert aus Gl. (2) und (3) für die Zeitabhängigkeit der kumulierten Entdeckungen die als „logistisches Wachstum“ bekannte Differentialgleichung:

$$\frac{\partial KE(t)}{\partial t} \propto KE(t) \cdot (Q_\infty - KE(t)) \quad (4)$$

Die Lösung dieser Differentialgleichung ergibt für die kumulierten Entdeckungen einen zeitlichen Verlauf, der s-förmig gegen die obere Grenze Q_∞ der maximal entdeckbaren Menge ansteigt (vgl. Abbildung 8):

$$KE(t) = \frac{Q_\infty}{1 + e^{-b(t-t_0)}} \quad (5)$$

Die Integrationskonstanten kennzeichnen dabei die Steilheit b des Anstiegs und den Wendepunkt t_0 . Die zeitliche Ableitung der kumulierten Entdeckungen $KE(t)$ führt zur Entdeckungsrate $E(t)$:

$$E(t) = \frac{\partial KE(t)}{\partial t} = \frac{Q_\infty \cdot b \cdot e^{-b(t-t_0)}}{(1 + e^{-b(t-t_0)})^2} \quad (6)$$

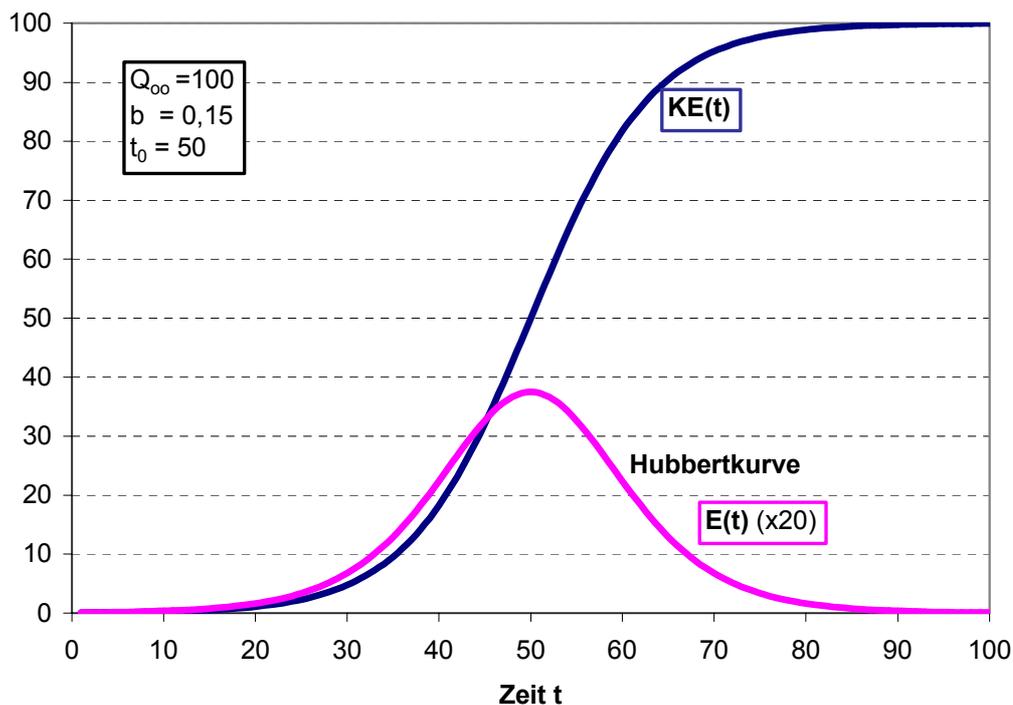


Abbildung 8: Logistisches Wachstum der kumulierten Entdeckungen und Entdeckungsrate

Diese glockenartig verlaufende Funktion der Entdeckungsrate wird nach dem amerikanischen Geologen M. King Hubbert auch als „*Hubbertkurve*“ benannt. Die Fläche unter der Hubbertkurve entspricht den zu diesem Zyklus gehörenden insgesamt förderbaren Ressourcen Q_∞ . Hubbert verwendete diese Funktion 1956, um den Wendepunkt t_0 der Ölpro-

duktion in den unteren „lower 48“ US-Staaten⁷ für das Jahr 1970 korrekt vorherzusagen [Hub62]. Im Folgenden wird auf die Rolle der Hubbertkurve in der Beschreibung der Ölproduktion näher eingegangen und anschließend die Verwendung von Hubbertkurven im Ölmodell LOPEX-oil erläutert.

2.2 Die Modellierung des Weltölmarktes

2.2.1 Hubbertkurven zur Beschreibung der Ölproduktion

Die Hubbertkurve stellt nur einen Versuch dar, die Trends aus Informations- und Erschöpfungseffekt qualitativ zu erfassen, ohne axiomatische Exaktheit. Es gibt zum Beispiel keine Begründung, warum die Entdeckungsrate $\frac{\partial KE(t)}{\partial t}$ jeweils direkt proportional zur *ersten* Potenz der kumulierten Entdeckungen $KE(t)$ und der verbleibenden Entdeckungen $(Q_\infty - KE(t))$ sein sollte. Ebenso wären andere Formen logistischen Wachstums denkbar (siehe [Tso01]).

Nichtsdestotrotz scheint diese simple Form logistischen Wachstums gut geeignet zu sein, um grobe Trends in der Entdeckung von Öl zu beschreiben. Außerdem lässt sich vielfach feststellen, dass neben der Entdeckungsrate auch die Produktion Hubbertkurven folgt, so dass die Produktionsrate mit einer gewissen Zeitverzögerung den Verlauf der Neuentdeckungen spiegelt. Dies wurde von Laherrère für viele Regionen der Welt untersucht [Lah01], [Lah02]). Bestes Beispiel ist die Region mit der längsten Vergangenheit in der Ölförderung, nämlich Nordamerika. Der Verlauf der jährlichen Ölproduktion in den unteren 48 US-Staaten (vgl. Abbildung 9) kommt einer Hubbertkurve sehr nahe (vgl. mit Abbildung 8), ebenso die Kurve der jährlichen Neuentdeckungen⁸, die jedoch statistisch sehr viel stärker streut. Durch Verschiebung der Entdeckungskurve um 30 Jahre nach vorne, lassen sich Entdeckungs- und Produktionskurve nahezu in Deckung bringen⁹.

⁷ ohne Alaska und Hawai.

⁸ Der Entdeckungsprozeß ist selbst ein verzögerter Prozeß. Die Entdeckung eines neues Ölfeldes ist nicht automatisch gleichzusetzen mit der sofortigen Entdeckung aller Ölmengen in diesem Ölfeld. Der Begriff „jährliche Neuentdeckungen“ soll hier alle jene Ölmengen bezeichnen, die aus Ölquellen entstammen die in diesem Jahr neu entdeckt wurden. Der Entdeckungszeitpunkt bezieht sich also auf die Entdeckung des Ölfeldes, nicht auf die Entdeckung der in dem Ölfeld enthaltenen Ölmengen. Später in einem Ölfeld gefundene Ölmengen wurden auf das Jahr der Entdeckung des Ölfeldes zurückdatiert.

⁹ 20 bis 40 Jahre sind typische Zeitverzögerungen, die zwischen der ursprünglichen Entdeckung und der Produktion im Mittel beobachtet werden.

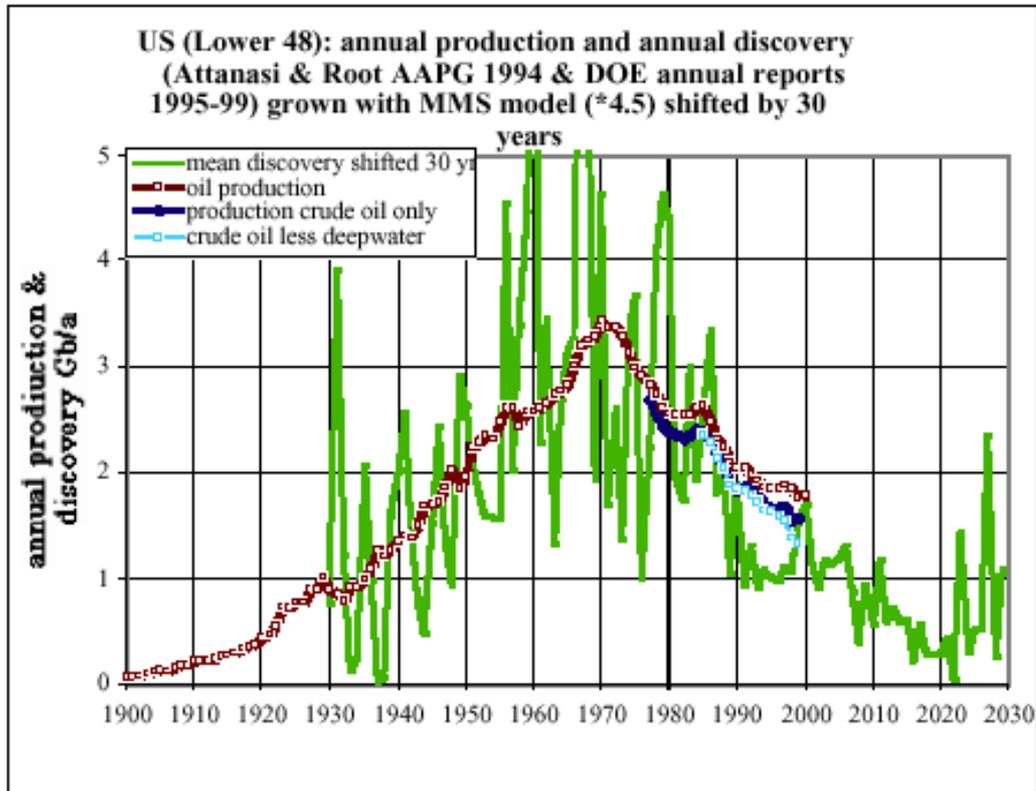


Abbildung 9: Öl-Entdeckungen (+30 Jahre) und Förderung in den US „lower 48“ (aus [Lah01])

Ähnliche Zusammenhänge können auch in anderen Regionen beobachtet werden, wobei Laherrère feststellt, dass der Gesamtkurve von Produktion und Entdeckung manchmal mehrere Hubbert-Zyklen zugrundeliegen. So kann zum Beispiel die Ölproduktion in den FSU¹⁰-Staaten der früheren Sowjetunion annähernd durch eine Überlagerung zweier Hauptzyklen beschrieben werden, die ihre Analogie in zwei 20 Jahre vorausgehenden korrespondierenden Entdeckungszyklen haben (siehe Abbildung 10).

¹⁰ FSU: “Former Soviet Union”

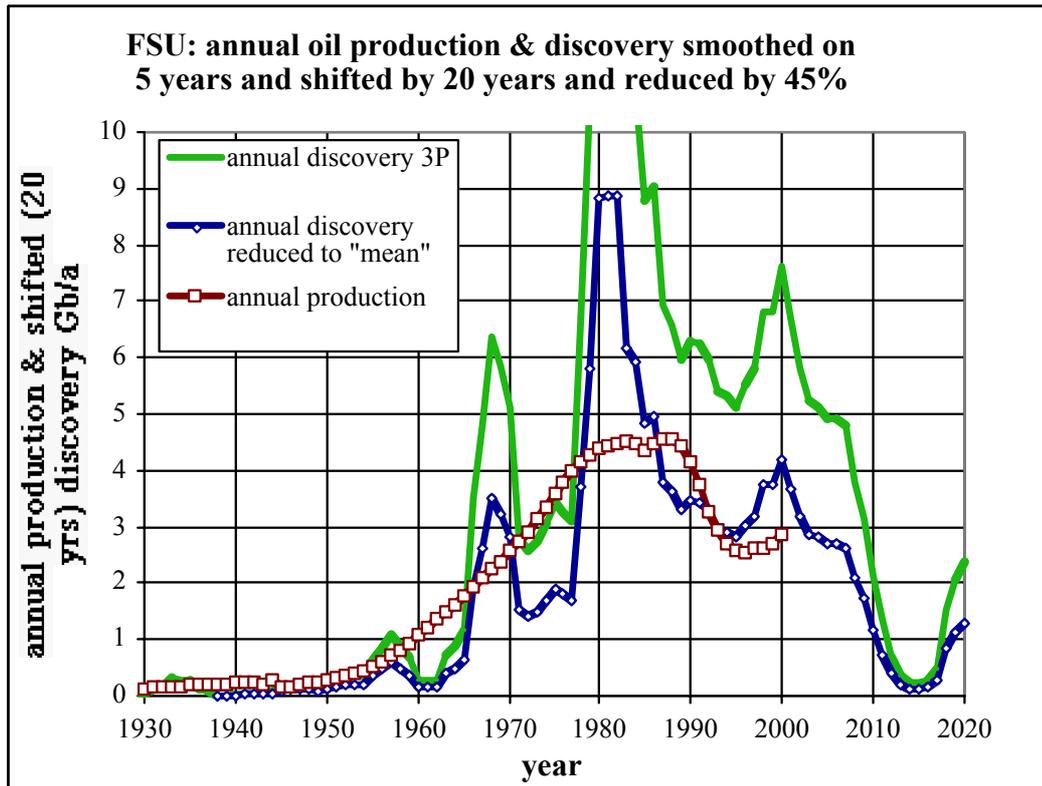


Abbildung 10: Öl-Entdeckungen (+20 Jahre) und Förderung in den FSU-Staaten (aus [Lah01])

Auf ähnliche Weise bildet in den USA der Verlauf der Ölproduktion in Alaska einen eigenen Zyklus, genauso der Zyklus der Produktion von Tiefseeöl (vgl. Abbildung 11). Das heißt, man kann sich die Gesamt-Ölproduktion als eine Überlagerung von Hubbertzyklen vorstellen. Dass Entdeckung und Produktion in mehreren Zyklen auftreten, könnte zum Beispiel daran liegen, dass politische Entscheidungen den Zugang zu vorher versperrten Ressourcen frei machen. Eine zwingendere Erklärung wäre jedoch, dass durch technischen Fortschritt und/oder einem höheren Ölpreis ehemals unökonomische und/oder technisch nicht nutzbare Ressourcen wirtschaftlich werden, so dass diese Ressourcen dann ebenso die Zyklen aus Entdeckung und Produktion durchwandern. Diese Vorstellung von Hubbertzyklen fließt auch in LOPEX-oil ein. Sobald Ressourcen mit gleichen Abbaukosten wirtschaftlich werden, beginnen Entdeckungs- und Produktionszyklus dieser Ressourcen.

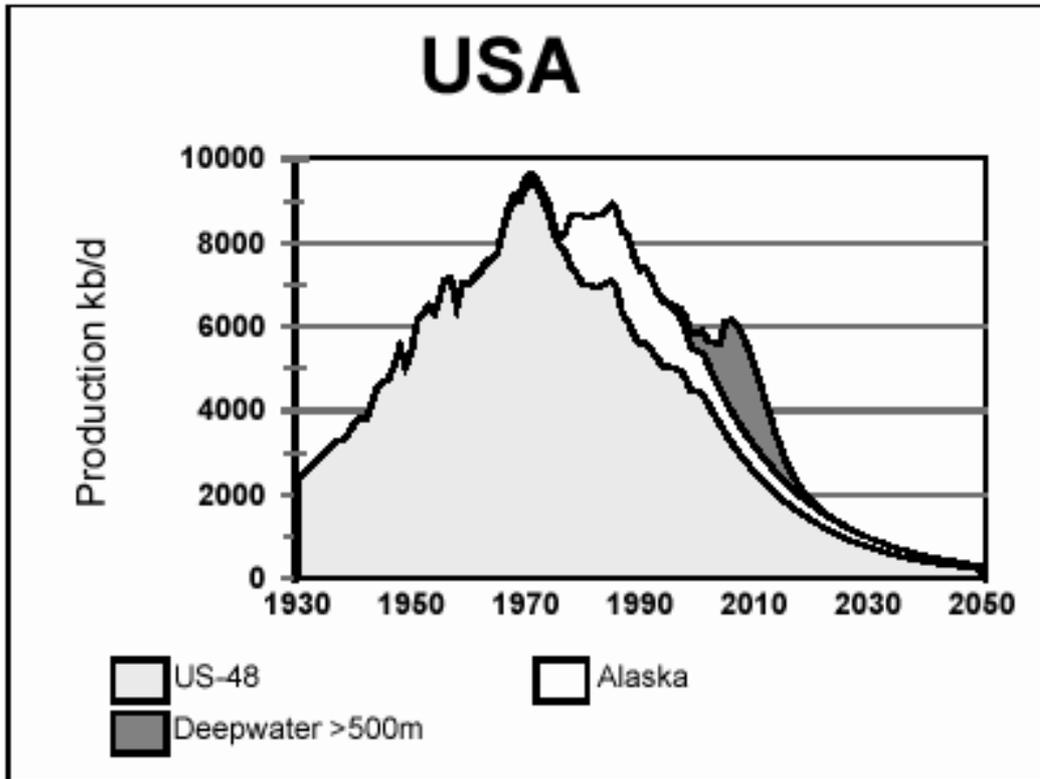


Abbildung 11: Ölproduktion der USA (aus [ASPO02])

Dass die Produktionsrate der Entdeckungsrate mit einer bestimmten Zeitverzögerung nachfolgt, ist intuitiv naheliegend, aber nicht unbedingt zwingend. Zwar kann nur produziert werden, was auch entdeckt wurde, die optimale Lagerhaltung an bereits entdeckten Reserven kann sich aber je nach ökonomischen Umständen ändern. In Abschnitt 2.1.3 wurde darauf hingewiesen, dass unter vereinfachenden Annahmen im Gleichgewicht die (Kosten-)Flexibilität in der Produktionsausweitung mit der (Kosten-)Flexibilität bei der Entdeckung und Erschließung neuer Ölquellen vergleichbar ist. Insofern ist die Entdeckungskurve und ihre zeitliche Verschiebung eher als eine obere Grenze für die ökonomisch durchführbare Produktionsrate zu verstehen, nicht als eine Grenze nach unten. Auch ein konservativerer Produktionsverlauf unterhalb dieser Grenze wäre demnach möglich. Dies kann zum Beispiel ökonomisch Sinn machen für Mengenanpasser wie die OPEC. Abbildung 12 zeigt, dass die Produktion der Staaten am Persischen Golf seit Mitte der siebziger Jahre unterhalb den durch die Hubbertkurve gegebenen Möglichkeiten bleibt. Das ist der ungefähre Zeitpunkt, ab dem die OPEC sich ihrer Marktmacht als Kartell bewußt wurde und dementsprechend ihre Produktionsmengen anpasste. Im Austarieren von optimalen Marktanteilen und optimalem Preis musste die OPEC nach den Ölpreisschocks der siebziger Jahre und nach dem resultierenden Nachfrageeinbruch ihre Produktion erheblich drosseln, um den Preis zu stützen. Mit Hubbertkurven lässt sich dieses Produktionsverhalten nicht beschreiben.

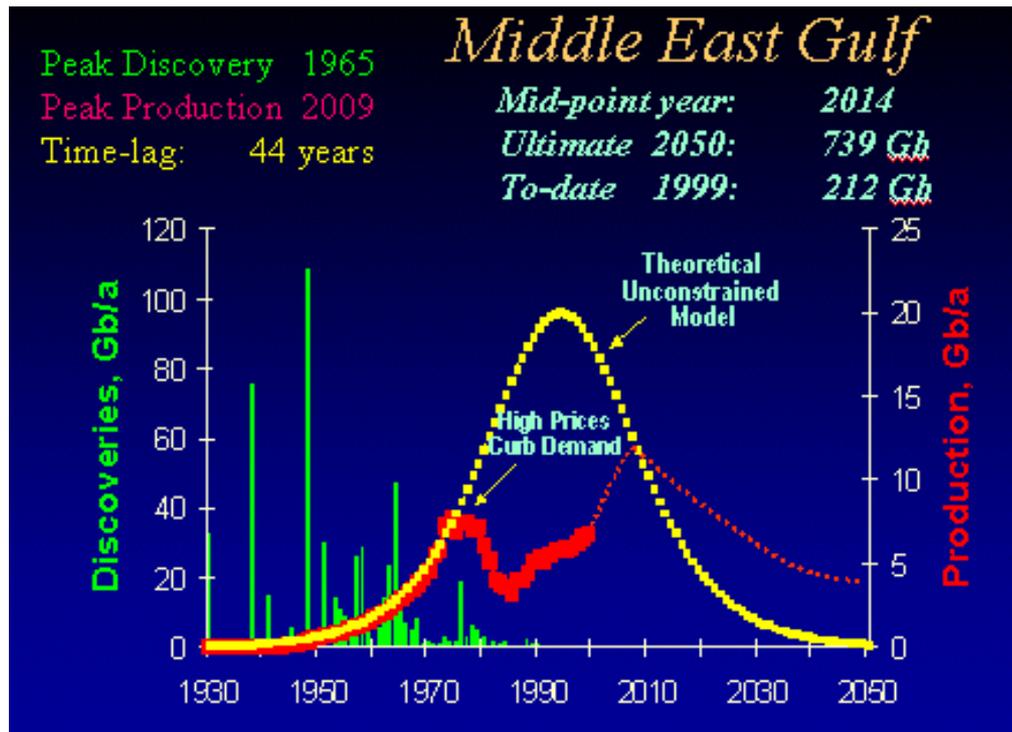


Abbildung 12: Ölproduktion in den Golfstaaten des Nahen Osten (aus [Camp00])

Ein Vergleich der resultierenden OPEC-Produktionskurve mit der um 40 Jahre in die Zukunft verschobenen und außerdem geglätteten Kurve der Entdeckungen in den OPEC-Golfstaaten zeigt, dass sich die OPEC-Produktion – anders als zum Beispiel die Produktionskurven der Staaten der früheren Sowjetunion oder der USA – auch nicht aus mehreren Hubbertzyklen zusammensetzen lässt (siehe Abbildung 13). Denn obwohl die Entdeckungskurve im Wesentlichen nur aus einem einzigen großen Zyklus besteht, bleibt die Produktion der OPEC-Staaten seit den siebziger Jahren deutlich hinter der zeitlich verschobenen Entdeckungskurve zurück. Das heißt also: Die Produktionskurve der OPEC-Länder ist wegen der konservierenden Strategie der Mengenanpassung nicht vom Entdeckungsprozeß beeinflusst und wird dies angesichts der hohen statischen Reichweite der OPEC-Reserven (laut BGR ca. 80 Jahre [BGR03]) vermutlich auf absehbare Zeit auch nicht sein¹¹. Vielmehr entspringen die OPEC-Produktionsentscheidungen dem Kalkül eines Kartells mit Wettbewerbsrand, ohne dass die Produktionsrate durch eine Hubbertkurve begrenzt wäre. Diese Annahme wurde in LOPEX-oil der Einfachheit halber für den gesamten Modellzeitraum bis 2100 so umgesetzt¹².

¹¹ Zu bedenken ist dabei allerdings, dass Zahlen zu den Erdölvorkommen aus den OPEC-Ländern höchste Unsicherheiten aufweisen [Ben02].

¹² Der Zeitpunkt, ab dem auch die OPEC in der „zeitlichen Verfügbarkeit“ (vgl. Abschnitt 2.1.3) ihrer gewünschten Produktionsmenge eingeschränkt sein wird, entspricht der Situation, in der die OPEC zur Aufrechterhaltung ihres optimalen Kartellangebots nicht mehr in ideal strenger Reihenfolge die billigsten Ressourcen zuerst produzieren kann, sondern zusätzlich auf teurere Ressourcen zugreifen muss. Die marginalen

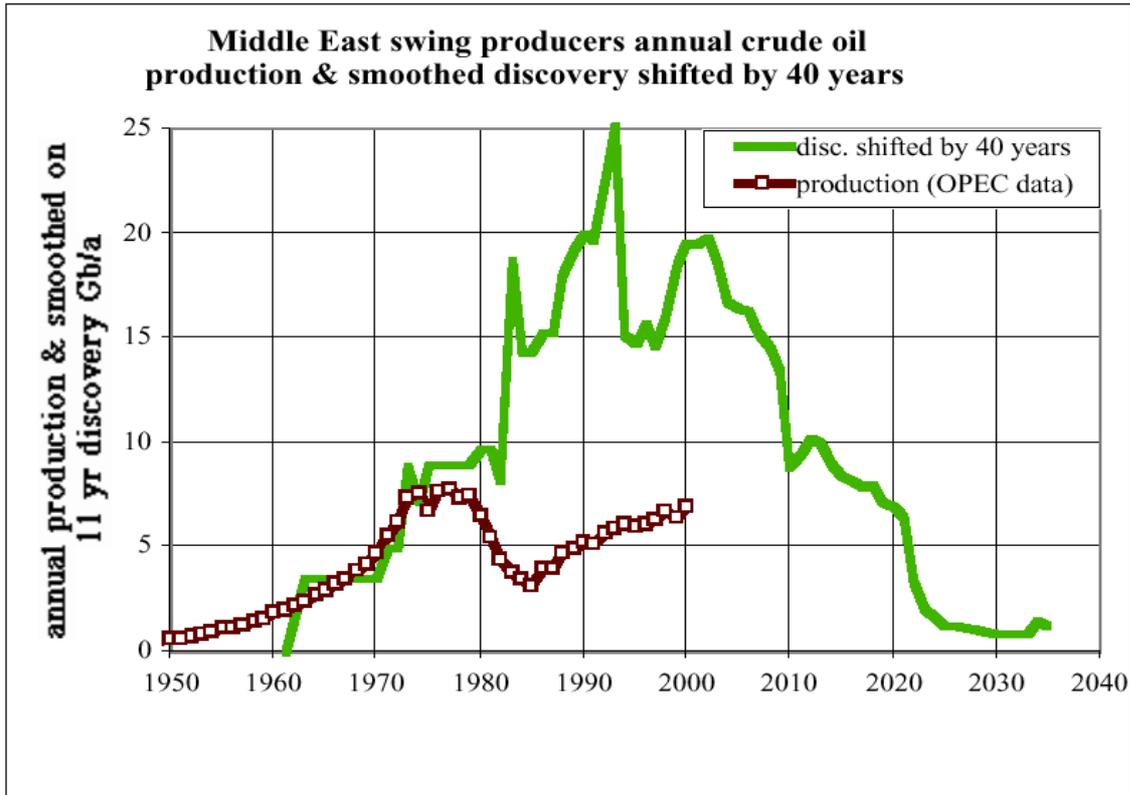


Abbildung 13: Entdeckung und Produktion von Erdöl im Nahen Osten (aus [Lah01])

Von den preisanpassenden Nicht-OPEC-Anbietern wurde in LOPEX-oil jedoch angenommen, dass die Produktion ihrer wirtschaftlichen Ressourcen analog zum Entdeckungsprozeß einer Hubbertfunktion folgt. Dies wird durch historische Entdeckungs- und Produktionsverläufe empirisch bestätigt [Lah02]. Die Begründung liegt darin, dass preisanpassende Anbieter die Produktion bis zur Grenze der Wirtschaftlichkeit ausdehnen, und die Flexibilität ökonomischer Produktionsausweitung im Gleichgewicht langfristig der Flexibilität im Explorationsprozeß entspricht (vgl. Abschnitt 2.1.3).

Auf den ersten Blick ist es schwer einzusehen, warum der Trend in der Ölentdeckung rein zeitdeterministischer Natur sein soll, wie es die Hubbertfunktion glauben zu machen scheint, ohne ökonomische Umstände und Marktgeschehen zu berücksichtigen. Wenn man aber auf die Herleitung der Hubbertkurve aus der logistischen Wachstumsfunktion zurückblickt (Abschnitt 2.1.4), kann man einen ökonomischen Hintergrund darin erkennen. Denn einerseits ist es umso einfacher, Vorkommen zu entdecken, je mehr geologische Erfahrung mit bereits gemachten Entdeckungen angesammelt wurde (Informationseffekt). Andererseits: Je mehr Entdeckungen bereits gemacht wurden, desto schwieriger ist es die verbliebenen Vorkommen zu finden (Erschöpfungseffekt). Das heißt also: Das Ergebnis von durchgeführ-

Angebotskosten der OPEC erhöhen sich dadurch um den Schattenpreis dieser Verfügbarkeits-Restriktion. Dies würde zu einem tendenziell höheren Ölpreis führen.

ter Exploration, nämlich die Menge der kumulierten Entdeckungen, bestimmt selbst die Rendite weiterer Explorationsbemühungen. Verkürzt ausgedrückt: Die Exploration regelt die Exploration. Dieser selbstregulative Zusammenhang bedingt die reine Zeitabhängigkeit der Hubbertfunktion. Aus diesem fundamentalen Ansatz heraus erscheint die Hubbertkurve zur Beschreibung sehr langfristiger Tendenzen gut geeignet.

Dieser Zusammenhang spiegelt sich zum Beispiel auch in den spezifischen Explorationskosten der USA wieder. Cleveland [Cle91] fand für die „lower 48“ US-Staaten, dass die „Average finding costs“, definiert als die gesamten Ölexplorationskosten eines Jahres im Verhältnis zu den Neuentdeckungen¹³ in diesem Jahr, seit den dreißiger Jahren, als die US-Entdeckungsrate ihren Höhepunkt überschritten hatte, real ständig anstiegen. Nichtsdestotrotz beschreibt die Hubbertkurve nur einen angebotsseitigen langfristigen Kostentrend. Dies ist insbesondere zu bedenken, wenn mit der Hubbertfunktion nicht nur Entdeckungs- sondern auch Produktionskurven beschrieben werden sollen. Um auch nachfrageseitige Einflüsse zu integrieren, wurden deshalb in LOPEX-oil die Hubbert-Produktionszyklen in eine Abhängigkeit zum Ölpreis gestellt.

2.2.2 Das LOPEX-oil-Modell

Dem LOPEX-oil-Modell liegt die standardmäßig modellierte Marktstruktur des Weltölmarktes zugrunde, nämlich man nimmt an, die OPEC verhalte sich wie ein perfektes Kartell und die Nicht-OPEC-Länder bilden den Wettbewerbsrand. Entsprechend dieser Rollenverteilung ist LOPEX-oil unterteilt in ein OPEC-Modell und ein Nicht-OPEC-Modell. Im Nicht-OPEC-Teil wird nach Vorgabe eines Preispfades die Nicht-OPEC-Produktion simuliert. Mit diesem Ergebnis wird anschließend im OPEC-Modell die Optimierung durchgeführt. OPEC-Optimierung und Nicht-OPEC-Simulation werden hintereinander iterativ durchlaufen. Beide Modellteile sind nachfolgend genauer beschrieben.

Die Nicht-OPEC-Simulation in LOPEX-oil

Als Anbieter am Wettbewerbsrand sind die Nicht-OPEC-Länder als idealisierte Preisnehmer modelliert. Dies wird oft auch als „fatal producers“ bezeichnet. Das bedeutet, dass Nicht-OPEC-Länder den Preis als gegeben hinnehmen und wegen ihrer fehlenden Marktmacht nicht davon ausgehen, dass die Produktionsentscheidung eines einzelnen Wettbewerbers nennens-

¹³ Der Entdeckungsprozeß ist selbst ein verzögerter Prozeß. Die Entdeckung eines neues Ölfeldes ist nicht automatisch gleichzusetzen mit der sofortigen Entdeckung aller Ölmengen in diesem Ölfeld. Der Begriff „Neuentdeckungen eines Jahres“ bezeichnet hier alle jene Ölmengen, die aus Ölquellen entstammen, die in diesem Jahr neu entdeckt wurden. Der Entdeckungszeitpunkt bezieht sich also auf die Entdeckung des Ölfeldes, nicht auf die Entdeckung der in dem Ölfeld enthaltenen Ölmengen. Später in einem Ölfeld gefundene Ölmengen wurden auf das Jahr der Entdeckung des Ölfeldes zurückdatiert.

werten Einfluss auf den Preis hätte. Daneben soll der Begriff „fatal producer“ aber in diesem Zusammenhang noch weiter gefasst verstanden werden. Denn entgegen den gängigen Grundsätzen der Ressourcenökonomie werden in LOPEX-oil die Nicht-OPEC-Anbieter modelliert, ohne ihnen ein Kalkül bezüglich einer intertemporal optimalen Ressourcenallokation zuzuschreiben. Sondern es wird stattdessen – wie in Abschnitt 2.2.1 begründet – davon ausgegangen, dass der durch Hubbertzyklen gegebene Trend den zeitlichen Produktionsverlauf der Nicht-OPEC-Anbieter dominiert.

Das kann so interpretiert werden, als wären intertemporale Zusammenhänge, sofern sie von der Angebotsseite herrühren, im Zeitverlauf der Hubbertkurven bereits integriert. Mit anderen Worten, die Hubbertkurven können als ein Abbild der intertemporalen Optimierung der Nicht-OPEC-Produktion bezüglich der Angebotskosten verstanden werden. Intertemporale Zusammenhänge mit Bezug auf den Preisverlauf werden über eine Kopplung der Hubbertzyklen an den Preis erfasst. Insgesamt liegt der Modellierung der Nicht-OPEC-Produktion die Vorstellung einer unmittelbaren Preisanpassung zugrunde: Nicht-OPEC-Länder dehnen in jeder Modellperiode ihre Produktion so weit aus, wie es der momentane Ressourcenpreis und der vom Ressourcenpreis abhängige zeitliche Verlauf der Hubbertzyklen zulassen. Auf welche Weise der Verlauf der Hubbertzyklen vom Preis abhängt, wird im Folgenden erläutert.

Wie in Abschnitt 2.2.1 dargelegt, macht es Sinn, die Produktion nicht mit einer einzigen Hubbertkurve zu beschreiben, sondern mit mehreren Zyklen. So kann zum Beispiel technologischer Fortschritt bei einem günstigen Preisniveau dazu führen, dass die Produktion bestimmter vorher unwirtschaftlicher Ressourcenvorräte wirtschaftlich wird. Deshalb ist in LOPEX-oil folgende Regelung implementiert: Sobald Ressourcen mit bestimmten Verfügbarkeitskosten wirtschaftlich werden, beginnt deren Produktionszyklus. Dazu wurden alle Ressourcen mit denselben Verfügbarkeitskosten in dieselbe Kostenkategorie eingeordnet. Jeder Kostenkategorie „ k “ ist ein eigener Hubbertzyklus $h(k,t)$ zugeordnet, der die Produktion der Ressourcen in dieser Kostenkategorie beschreibt (vgl. Gl. (6)):

$$h(k,t) = \frac{Q_{\infty}(k) \cdot b \cdot e^{-b(t-t_0(k))}}{(1 + e^{-b(t-t_0(k))})^2} \quad (7)$$

$Q_{\infty}(k)$ entspricht den gesamten Vorräten in dieser Kostenkategorie und $t_0(k)$ dem zu diesem Zyklus gehörenden Wendepunkt. Ein einzelner Hubbertzyklus startet, sobald der Preis über den Produktionskosten der zugehörigen Ressourcen liegt. Das ist der entscheidende Verknüpfungspunkt in LOPEX-oil zwischen geologischem Hubbertmodell und dem ökonomischen Parameter „Preis“, nämlich der Preis-Kosten-Vergleich bestimmt, wann ein Hubbertzyklus startet.

Dabei ist zu bedenken, dass die Hubbertfunktion mathematisch keinen Startpunkt aufweist (vgl. Abbildung 8 und Gl. (7)). Deshalb muss definiert werden, an welcher Stelle der Hubbertkurve sich der Produktionszyklus zu dem ökonomisch definierten Startzeitpunkt befindet. Dies wird in LOPEX-oil mit dem Parameter h_s („hubbert start“) in Prozent des Maximalwerts der Hubbertkurve festgelegt. Zum Beispiel bedeutet $h_s = 10\%$, dass sich die Hubbertkurve bei 10 % ihres Maximalwerts befinden soll, sobald die zugehörigen Ressourcen wirtschaftlich werden. So kann aus einem vorgegebenen Preisverlauf der Startpunkt einer jeden Hubbertkurve bestimmt werden.

Zur Veranschaulichung ist in Abbildung 14 exemplarisch ein hypothetischer Preisverlauf aufgezeichnet (schwarze Linie). Als Exempel wurden hier der Einfachheit halber alle Ressourcen nach ihren Verfügbarkeitskosten in Schritten von 10 \$/bbl zu Kostenkategorien zusammengefasst und die zugehörigen Produktionszyklen in % ihres Maximalwertes aufgetragen. Bei dem Anfangspreis von 10 \$/bbl zu Beginn des Zeitverlaufs befinden sich nur die Ressourcen der niedrigsten Kostenkategorie in Produktion. Bei dem angenommenen Preisanstieg nach 20 Jahren wird nun auch die nächstteuerere Kostenkategorie wirtschaftlich und deren Produktionszyklus beginnt. Da h_s auf 5 % gesetzt wurde, bedeutet dies, dass sich diese Kostenkategorie zu diesem Zeitpunkt bei 5 % ihres Maximalwertes befindet (vgl. gestrichelte Linie im Jahr 20). Genauso befindet sich der nächstteuerere Zyklus (20-30 \$/bbl) bei dem nächsten Preisanstieg nach 50 Jahren bei 5 % seines Maximums. Das Startkriterium h_s bestimmt dabei, wie weit ein Hubbertzyklus zu dem Zeitpunkt schon fortgeschritten ist, an dem die Ressourcen wirtschaftlich werden.

Eine Besonderheit ist der simulierte Preiseinbruch nach 60 Jahren zurück auf einen Preis von 20 \$/bbl. Da die beiden ersten Zyklen weiter wirtschaftlich produzierbar sind, bleiben sie davon unbeeinflusst. Jedoch würde der Preiseinbruch die Produktion der 20-30 \$/bbl - Ressourcen dämpfen. Solche Produktionsdämpfungen aufgrund von Preiseinbrüchen sind in LOPEX-oil implementiert. Dazu wurde angenommen, dass bei einem Preiseinbruch die Förderung aus bereits installierten Produktionskapazitäten zunächst aufrechterhalten wird, aber dass in den unökonomisch gewordenen Ressourcenkategorien keine neuen Kapazitäten hinzukommen. Deshalb wurde die Produktion aus erstmalig unwirtschaftlichen Kostenkategorien vereinfachend als Produktionsplateau simuliert.

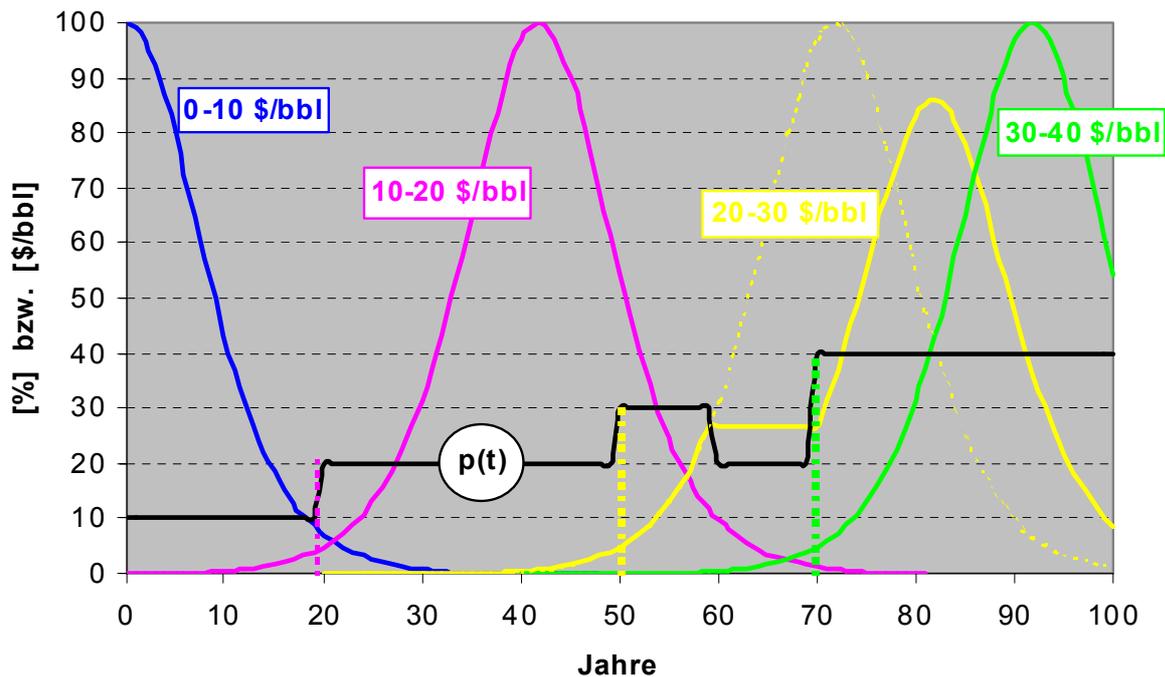


Abbildung 14: Schema der Auswirkungen eines hypothetischen Preisverlaufs $p(t)$ auf unterschiedlich teure Hubbertzyklen der Ölproduktion

Sofern eine Kategorie auch in späteren Modellperioden noch weiterhin unwirtschaftlich bleibt, wurden in LOPEX-oil zusätzlich auch exponentielle Rückgänge in der Produktion simuliert. Sobald Ressourcen aber wieder wirtschaftlich werden (im Beispiel im Jahr 70), nehmen ehemals gedämpfte Produktionszyklen den Hubbertzyklus wieder auf. Die gesamte Nicht-OPEC-Produktion ergibt sich dann aus der Summe aller Produktionszyklen:

$$nop(t) = \sum_k h(k, t) \quad (8)$$

Abbildung 15 fasst schematisch zusammen, auf welche Weise in LOPEX-oil die Nicht-OPEC-Produktion mit Hubbertkurven bestimmt wird. Die exogen vorgegebenen Größen sind dick umrandet dargestellt. Ausgangspunkt ist die Vorgabe eines Preispfades $p(t)$, wodurch sich für jede Kostenkategorie der Zeitpunkt der Wirtschaftlichkeit ergibt. Mit dem Startkriterium h_s lässt sich aus der Steilheit b der Hubbertkurven für jede Kostenkategorie der Wendezeitpunkt $t_0(k)$ bestimmen¹⁴. In den SAUNER-Daten sind die zu jeder Kostenkategorie gehörigen Ressourcenmengen im Jahr 1998 erfasst. Zusammen mit den Parametern b und

¹⁴ Für den Parameter b wurde aus Daten zur Nicht-OPEC-Produktion zwischen 1980 und 1998 ein Wert von 0,061 ermittelt.

$t_0(k)$ können daraus die jedem Hubbertzyklus entsprechenden Gesamtvorräte $Q_{\infty}(k)$ („Ultimate Recoverable Resources“) berechnet werden. Damit sind für jede Kostenkategorie die drei Parameter b , $t_0(k)$ und $Q_{\infty}(k)$ bekannt, die die zugehörige Hubbertkurve $h(k,t)$ definieren. Die Summe über alle Kostenkategorien führt zur gesamten Nicht-OPEC-Produktion $nop(t)$.

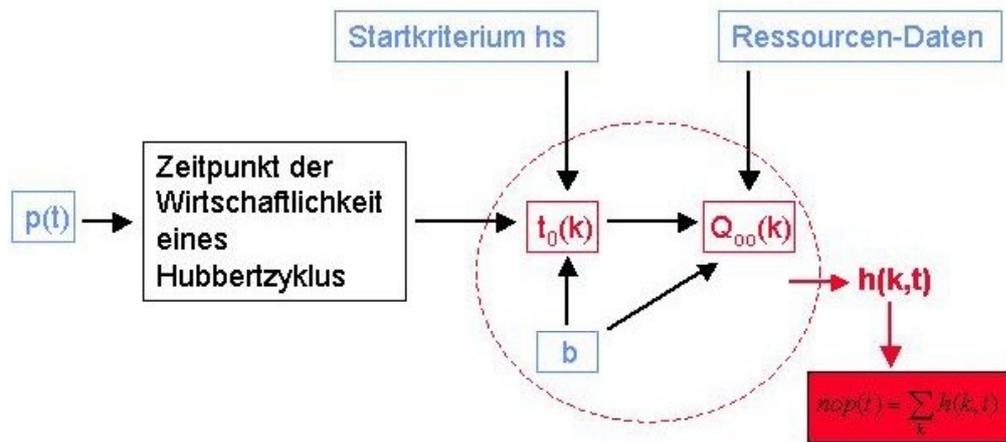


Abbildung 15: Prinzip der Bestimmung der Nicht-OPEC-Produktion mit Hubbertzyklen in LOPEX-oil

Die OPEC-Optimierung in LOPEX-oil

Für die OPEC-Produktion wird im Gegensatz zu den Nicht-OPEC-Ländern angenommen, dass sie nicht durch Hubbertkurven eingeschränkt wird (vgl. Abschnitt 2.2.1). Stattdessen ist die OPEC frei, intertemporal optimale Produktionsentscheidungen zu treffen und damit auch den Preis zu bestimmen. Vereinfacht dargestellt, lässt sich das intertemporale Optimierungsproblem für die OPEC demnach formulieren (alle modellendogenen Größen in Großbuchstaben):

Maximiere die Zielfunktion:

$$\text{Max}_{P(t), X(t), R(t)} \sum_t d(t) \cdot \{P(t) - c(X(t), R(t-1), t)\} \cdot X(t) \quad (9)$$

unter den beiden Nebenbedingungen (je Modellperiode t):

$$R(t) = R(t-1) - X(t) \quad (10)$$

$$X(t) = N(t) - nop(t) \quad (11)$$

mit den nicht-negativ definierten Modellvariablen:

$P(t)$: Ölpreis zur Zeit t

$X(t)$: OPEC-Ölproduktion zur Zeit t

$R(t)$: verbleibende OPEC-Ölressourcen am Ende von Periode t

...und den Modellgrößen:

$d(t)$: Diskontfaktor zur Zeit t

$c(\dots)$: spezifische Gestehungskosten zur Zeit t

$N(t)$: weltweite Ölnachfrage zur Zeit t

$nop(t)$: Nicht-OPEC-Ölproduktion zur Zeit t

t_0 : Anfangszeitpunkt des Modells

Die Zielfunktion besagt, dass der über alle Modellperioden aufsummierte abdiskontierte Gegenwartswert der OPEC-Gewinne maximiert werden soll. Die erste Nebenbedingung (Gl. (10)) gibt die Verringerung der Ressourcen R von der Vorperiode ($t-1$) zur nächsten Modellperiode wieder. Diese Nebenbedingung entspricht der Mengeneinschränkung der über den gesamten Modellzeitraum zur Verfügung stehenden Ressourcenmengen. Die zu ihr komplementäre Variable ist die Ressourcenrente und entspricht dem Wert einer zusätzlichen marginalen Ressourceneinheit in der betrachteten Modellperiode. Die zweite Nebenbedingung gibt das Gleichgewicht aus Angebot und Nachfrage wieder. Demnach ergibt sich das OPEC-Marktvolumen aus der weltweiten Nachfrage abzüglich der Nicht-OPEC-Produktion. Beide Größen, $N(t)$ und $nop(t)$, hängen vom Preis ab. Über diese zweite Nebenbedingung entsteht ein Zusammenhang zwischen Preis und Mengenentscheidung der OPEC. Ein höherer Preis geht auf Kosten des für die OPEC in dieser Periode verbleibenden Marktvolumens. Die zu dieser Nebenbedingung komplementäre Größe kann als OPEC-Kartellrente interpretiert werden (vgl. [Berg97]) und wird mit LOPEX-oil ebenso berechnet. Die OPEC-Kartellrente gibt den marginalen Gewinn pro Barrel Erdöl an, den die OPEC aufgrund ihrer Marktposition verbuchen kann.

Kopplung von OPEC- und Nicht-OPEC-Modell in LOPEX-oil

Die Ölnachfrage $N(t)$ ist über Gl. (1) direkt vom Preis abhängig und deshalb eine modellendogene Größe. Weil die Nicht-OPEC-Produktion mit Hubbertkurven *simuliert* wird, kann hingegen die Preisabhängigkeit von $nop(t)$ nicht analytisch formuliert werden. Dies ist der Grund, warum die Preisabhängigkeit von $nop(t)$ in der OPEC-Optimierung nicht modellendogen mitberücksichtigt werden kann. Stattdessen wird in LOPEX-oil dieses Problem über eine iterative Kopplung von Nicht-OPEC- und OPEC-Modell gelöst.

Abbildung 16 gibt eine Übersicht über die Kopplung von Nicht-OPEC- und OPEC-Modell: Für das Nicht-OPEC-Modell wird exogen ein Preispfad $p(t)$ vorgegeben, mit Hilfe von Hubbertfunktionen wird damit der zu diesem Preispfad gehörige Nicht-OPEC Produktionspfad $nop(t)$ nach oben beschriebenen Grundsätzen simuliert. Mit der berechneten Nicht-OPEC-Produktion sucht das ebenfalls oben beschriebene OPEC-Modell das intertemporale OPEC-Optimum bezüglich Preis und OPEC-Produktionsmenge. Die OPEC-Produktionsmenge ist dabei der preisabhängigen Residualnachfrage $N(t)$ abzüglich der Nicht-OPEC-Produktion gleichgesetzt. Der endogen ermittelte optimale OPEC-Preis wird anschließend als neuer Preispfad wieder an das Nicht-OPEC-Modell übergeben und beide Modelle werden damit erneut durchlaufen. Diese Iterationen werden bis zur Selbstkonsistenz des gesamten Preispfades wiederholt, was bei einem Konvergenzkriterium von 3 % in der Praxis nach ca. 5 bis 10 Durchläufen erreicht ist.



Abbildung 16: Schema der Kopplung von Nicht-OPEC- und OPEC-Modell in LOPEX-oil

LOPEX-oil ist in der Modellsprache GAMS (General Algebraic Modelling System, [AB93]) implementiert und wegen der Nichtlinearität des Optimierungsproblems im MCP-Format („Mixed Complementary Programming“) formuliert. Die Lösung wird durch Einbindung des MCP-GAMS-Solvers „PATH“ [Ferr00] gefunden. Nachfolgend werden nun Ergebnisse von Rechnungen mit LOPEX-oil vorgestellt.

2.2.3 Rechnungen mit LOPEX-oil

Das LOPEX-oil Basisszenario

Im Folgenden wird zunächst ein Basisszenarios für Rechnungen mit LOPEX-oil entworfen. Um die Ergebnisse des Basisszenarios an der Vergangenheit zu überprüfen, beginnt dazu die Modellzeit in LOPEX-oil bereits ab dem Jahr 1980, und zwar dergestalt, dass die Modellperiode „1980“ den Zeitraum 1976-1985 repräsentiert, die Modellperiode „1990“ den Zeitraum von 1986-1995, ..., usw. Eine weiter in die Vergangenheit reichende Modellierung macht mit

LOPEX-oil keinen Sinn, weil in der Zeit vor den siebziger Jahren das in LOPEX-oil implementierte Kartellverhalten der OPEC am Weltölmarkt keine Rolle spielte.

Die von der OPEC von 1976 bis 1997 geförderten Ölmengen sind in den SAUNER-Daten nicht enthalten. Sie wurden daher aus Daten der EIA entnommen und zur OPEC-Ressourcenbasis hinzuaddiert. Dabei wurde angenommen, dass diese bereits vor 1998 produzierten OPEC-Mengen sämtlich zu weniger als 5 \$1998/bbl verfügbar waren. Bei den Nicht-OPEC-Ressourcen lässt sich jedoch für die Vergangenheit nicht aufgliedern, zu welchen Kosten wie viele Ressourcenmengen zu welchem Zeitpunkt wirtschaftlich wurden und in den durch die Hubbertfunktion gegebenen Produktionszyklus übergangen. Stattdessen kann mit den Hubbertkurven die konventionelle Nicht-OPEC-Produktion der Vergangenheit aus dem Datenstand von 1998 mitsimuliert werden, indem ein Wendezeitpunkt t_0 für alle konventionellen Ressourcen festgelegt wird. Denn die Nicht-OPEC-Produktion vor 1998 basiert im Wesentlichen nur auf konventionellem Öl. Der Wendezeitpunkt für konventionelles Nicht-OPEC-Öl (ohne EOR) ist in LOPEX-oil auf das Jahr 2000 festgelegt. Dieser Wert orientiert sich an Hubbert-Analysen von Laherrère [Lah02], der das konventionelle Nicht-OPEC Produktionsmaximum innerhalb eines „buckligen Plateaus“¹⁵ in der Zeit von 1986 bis 2005 ansiedelt. Rechnungen mit einem späteren Wendezeitpunkt als 2000 ergaben eine schlechtere Übereinstimmung der errechneten Hubbertproduktion mit der tatsächlichen historischen Nicht-OPEC-Produktion.

Als zugrundeliegendes Nachfragerferenzszenario dienten die innerhalb des ACROPOLIS-Projektes der EU mit dem POLES-Modell ermittelten „base case“-Ergebnisse. Darin sind für die Jahre 2000, 2010, 2020 und 2030 Prognosewerte für die weltweite Rohölnachfrage und den zugehörigen Ölpreis angegeben. Um daraus 10-Jahreswerte für LOPEX abzuleiten, wurden die POLES-Nachfrage-Werte linear interpoliert und aufsummiert. Die Preise von POLES wurden stellvertretend für die ganze zugehörige 10-Jahresperiode in LOPEX-oil übernommen. Zur Fortschreibung des Nachfrageszenarios von 2040 bis 2100 wurde das SAUNER-Szenario „A1“ verwendet, das von allen SAUNER-Szenarien den ACROPOLIS-Ergebnissen für den Rohölmarkt am nächsten kommt. Die Werte in den Modellperioden 1980 und 1990 entsprechen gänzlich historischen Daten der EIA, wobei zur Mittelung eines 10-Jahrespreises die jährlichen realen Preise mit der jährlichen Nachfrage gewichtet wurden. Die Werte in der Modellperiode 2000 entspringen für die Jahre 1996 bis 2000 historischen Werten und für die Jahre 2001 bis 2005 den POLES-Prognosen. Die historischen Werte bis 2000, das POLES-Szenario von 2000 bis 2030 und das SAUNER-Szenario von 2040 bis 2100 begründen zusammengenommen das Referenzszenario für den Rohöl-Preisverlauf.

¹⁵ Das bucklige Plateau („bumpy plateau“) rührt vom relativ großen Anteil der Produktion der FSU-Staaten an der gesamten Nicht-OPEC-Produktion her, weil die FSU-Produktion sich selbst aus zwei größeren Produktionszyklen zusammensetzt (vgl. Abbildung 10).

Zur Abschätzung der langfristigen Nachfrageelastizität für den Weltölmarkt wurden jährliche Daten der EIA zum Weltölverbrauch und zum realen Weltölpreis von 1970 bis 2001 ökonometrisch analysiert. Dazu wurde angenommen, dass die Preise in den Vorjahren die aktuelle Nachfrage mit geometrisch verteilter Verzögerung beeinflussen (GDL-Modell). Wenn man eine konstante Elastizität voraussetzt, dann kann man nach dem GDL-Modell den Rohölverbrauch $v(t)$ im Jahr t mit dem Ölpreis $p(t)$ in diesem Jahr und mit dem Verbrauch $v(t-1)$ im Vorjahr erklären [Wu95]:

$$\ln v(t) = c + \alpha \cdot \ln p(t) + \lambda \cdot \ln v(t-1) + \mu(t) \quad (12)$$

c repräsentiert eine Konstante, α die kurzfristige Preiselastizität, λ den Verzögerungsparameter und $\mu(t)$ den Fehlerterm. Die Schätzung ergab:

	Koeffizienten	Standardfehler	t-Statistik
C	1,146354428	0,292002202	3,925841729
α	-0,04148051	0,00718754	-5,771169278
λ	0,909474803	0,02650263	34,31639806

Obwohl für Ölpreise und Verbrauch nur 31 jährliche Beobachtungen von 1970 bis 2001 zur Verfügung standen, unterstreicht die Regressions-Statistik die Aussagekraft dieser Schätzung:

<i>Regressions-Statistik</i>	
Multipler Korrelationskoeffizient	0,988415294
Bestimmtheitsmaß	0,976964794
Adjustiertes Bestimmtheitsmaß	0,975319422
Standardfehler	0,016587892
Beobachtungen	31

Die langfristige Preiselastizität ε für die weltweite Nachfrage nach Rohöl ergibt sich aus der kurzfristigen Preiselastizität und dem Verzögerungsparameter zu:

$$\varepsilon = \frac{\alpha}{1 - \lambda} = -0,458 \quad (13)$$

Die Diskontrate der OPEC wurde in LOPEX-oil analog wie in [Berg97] mit 7,5 % angesetzt. Dieser relativ hohe Wert begründet sich damit, dass die Staatshaushalte der OPEC-Länder in einem hohen Maße von den Öleinnahmen abhängig sind. Außerdem wurde für das Basisszenario das Hubbert-Startkriterium h_s auf 5 % gesetzt, wie bei der Beschreibung der Modellergebnisse in Abschnitt 2.2.3 begründet ist.

Zusammenfassend ist das LOPEX-oil-Basisszenario damit durch folgende Daten und Parameter charakterisiert:

Nachfrageszenario: bis 2000 historisch,	
2000 bis 2030 POLES-Ergebnisse,	
2040 bis 2100 SAUNER-Szenario A1	
Wendezeitpunkt t_0 für konventionelle Nicht-OPEC-Produktion: 2000	
technischer Fortschritt (jährliche Kostenreduktion):	0,5 %
Langfristige Preiselastizität der weltweiten Ölnachfrage:	-0,458
OPEC-Diskontrate:	7,5 %
Hubbertstartkriterium h_s :	5 %

Ergebnisse von Rechnungen mit LOPEX-oil

Abbildung 17 zeigt den Rohöl-Preisfad des LOPEX-oil-Basisszenarios, verglichen mit dem Preisfad des Referenzszenarios (gestrichelt). Ein Vergleich der Preise in 1980 und 1990 deutet darauf hin, dass der langfristige historische Ölpreis von LOPEX-oil gut reproduziert wird. Das würde bedeuten, dass sich die OPEC in der Vergangenheit zumindest im 10-jährigen Mittel optimal verhalten hätte. Übermäßige Preisanstiege, wie zum Ende der siebziger Jahre wurden von Preiseinbrüchen wie zur Mitte der 80er Jahre wieder ausgeglichen. Auch der POLES-Referenzwert für 2000 von 27 \$/bbl wird von LOPEX-oil ebenfalls noch gut angenähert.

Von 2010 an ist jedoch nach LOPEX-oil ein höherer Ölpreis zu erwarten, als im POLES-Referenzszenario angenommen wird. Bereits 2020 würde demnach der Ölpreis bei 52 \$/bbl und 2030 bei ca. 75 \$/bbl liegen. Diese hohen Ölpreise lösen im Modell Hubbertproduktionszyklen von teureren Nicht-OPEC-Vorkommen aus, was den Preisanstieg ab 2030 dämpft, so dass nach 2070 der Ölpreis in LOPEX-oil dann sogar unterhalb des Referenzszenarios verläuft.

Ebenfalls in Abbildung 17 eingezeichnet ist eine Rechnung mit LOPEX-oil nur bis in die Periode „2030“. Obwohl darin den nach 2030 verbleibenden OPEC-Ressourcen kein Marktwert mehr zugewiesen wird, scheint dies die OPEC nicht zu wesentlich höherer Produktion und damit einem niedrigeren Ölpreis bis 2030 zu verleiten. Dies bedeutet, dass das optimale OPEC-Verhalten in einer Periode nur sehr wenig von der Marktsituation nachfolgender Perioden abhängt. Dies spiegelt sich auch bei einem Vergleich von LOPEX-oil-Rechnungen mit unterschiedlichen OPEC-Diskontraten wieder (vgl. Abbildung 18). Denn die

Diskontrate, die den Einfluß nachfolgender Perioden im intertemporalen OPEC-Kalkül gewichtet, hat ebenfalls kaum Einfluss auf den optimalen Preispfad. Dies wird bei Variation der Diskontrate zwischen 5 und 10 % deutlich.

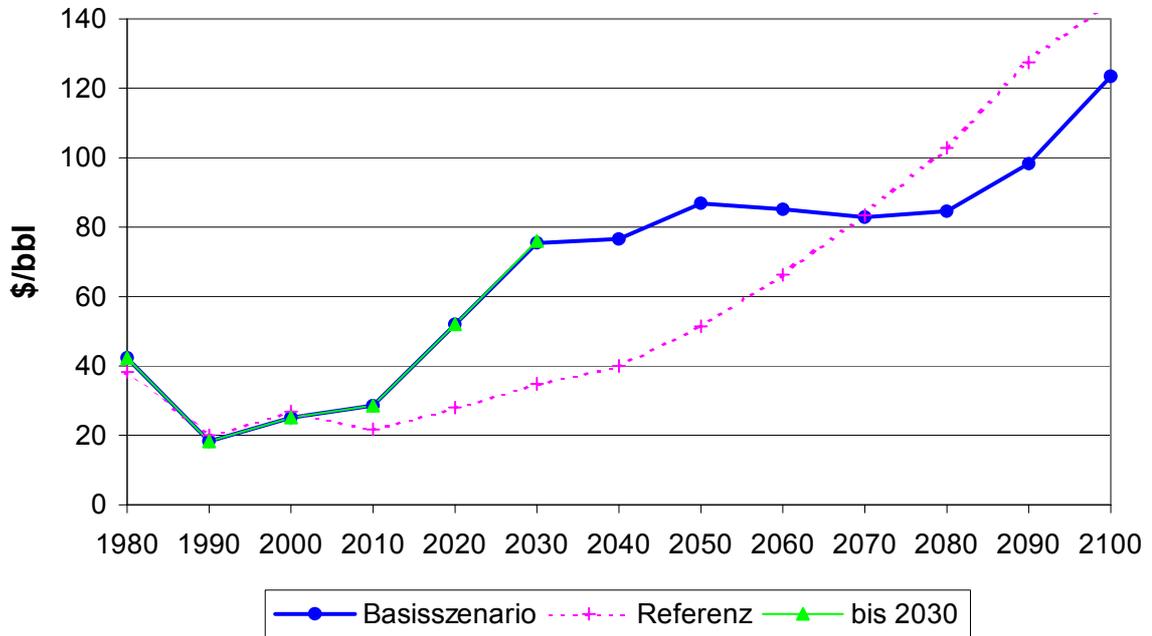


Abbildung 17: Ölpreisverlauf im Basisszenario

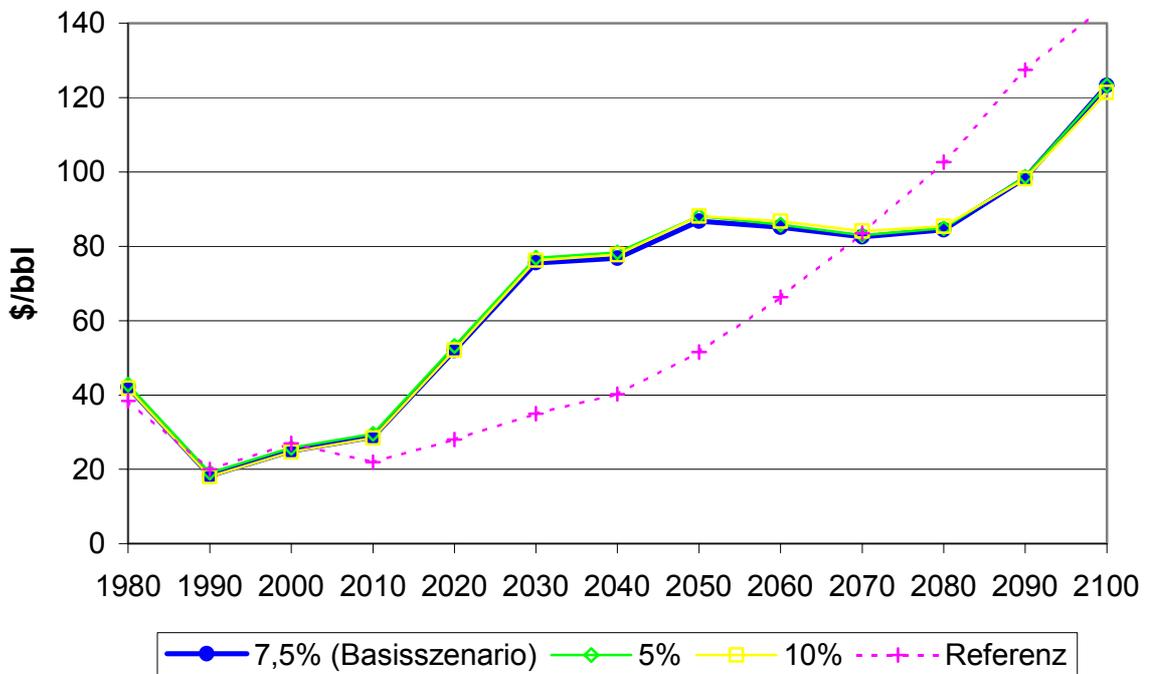


Abbildung 18: Mit LOPEX-oil bei unterschiedlichen Diskonraten errechneter Ölpreisfad

Das bedeutet zusammengefasst, dass das intertemporale Kalkül der OPEC – obwohl es dem LOPEX-oil-Modell zugrunde liegt – kaum eine Rolle spielt. Der Grund dafür ist zum einen die modelltechnisch nur schwache intertemporale Verknüpfung der Modellperioden (vgl. Abschnitt 2.1). Ein weiterer Grund könnte aber auch sein, dass das intertemporale OPEC-Optimum in einer viel stärkeren Weise von der Anpassung des OPEC-Kartellverhaltens an die gegenwärtige Marktsituation abhängt, als von intertemporalen Allokationsentscheidungen.

Hingegen hat die langfristige Preiselastizität der Nachfrage durchaus einen Einfluß auf den von LOPEX-oil berechneten Preisverlauf. Wie Abbildung 19 zeigt, kann mit dem ökonomisch bestimmten Basisszenario-Wert von $-0,458$ der Ölpreis in der Vergangenheit noch gut beschrieben werden, während dies schon mit leicht unterschiedlichen Elastizitäten wie etwa $-0,4$ oder $-0,6$ nicht mehr möglich ist. Generell bedeutet eine inelastischere Nachfrage (hier: $-0,4$) mehr Marktmacht für die OPEC und damit auch einen höheren Preis. Da ein höherer Preis aber auch mehr Hubbertzyklen der Nicht-OPEC-Konkurrenz auslöst, liegt nach 2060 der Preis im inelastischeren Fall ($-0,4$) sogar unter dem Preis des elastischeren Falls ($-0,6$).

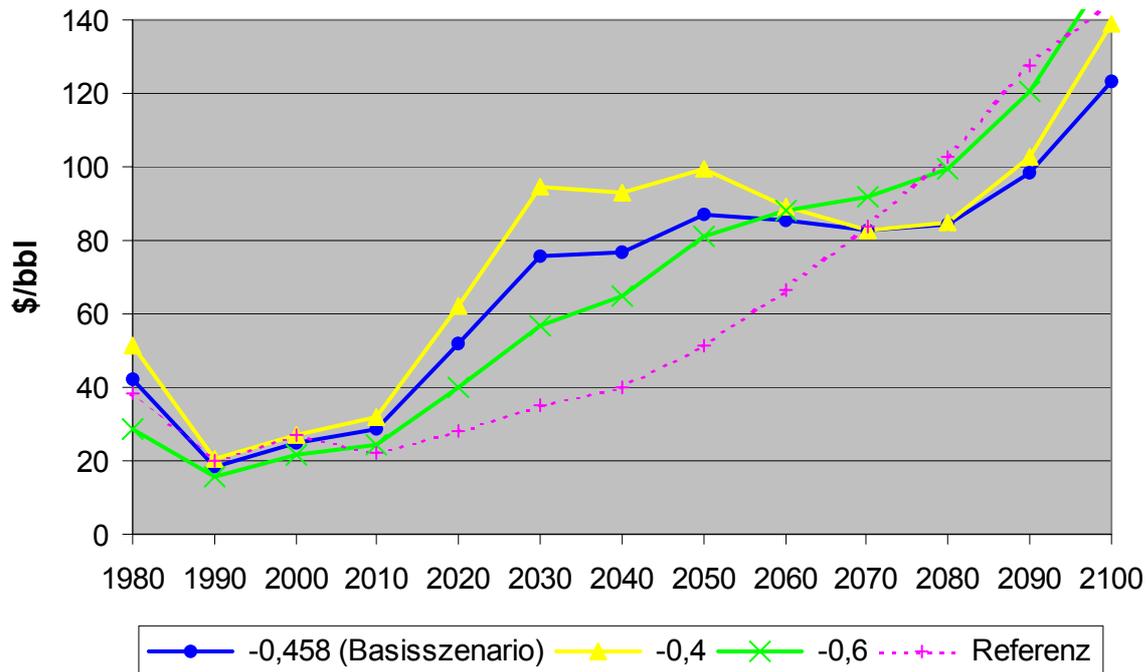


Abbildung 19: Mit LOPEX-oil bei unterschiedlichen Preiselastizitäten der Nachfrage errechneter Ölpreisfad

Am empfindlichsten reagiert LOPEX-oil auf die Wahl des Hubbert-Startkriteriums h_s . Dieses gibt an, wie schnell neue teurere (vor allem unkonventionelle) Ressourcen in den Markt eindringen, sobald sie ökonomisch werden. Würde sich ein Hubbertzyklus am Punkt

seiner Marktreife erst bei 2 % seines Maximums befinden, würde diese verzögerte Bereitstellung unkonventioneller Ressourcen zu einem immensen Preisanstieg auf über 200 \$/bbl bis 2050 führen (vgl. Abbildung 20). Ein solcher Preisanstieg löst mit Verzögerung eine erhöhte Produktion in den Nicht-OPEC-Staaten aus, sodass nach 2050 der Ölpreis in diesem Szenario wieder stark abfällt. Eine wesentlich dynamischere Markteindringung ($hs = 10\%$) führt hingegen zu einem deutlich langsameren Preisanstieg als im Basisszenario ($hs = 5\%$). LOPEX-oil reagiert also sehr sensibel auf die mit dem Parameter hs einstellbare Dynamik der Markteindringung.

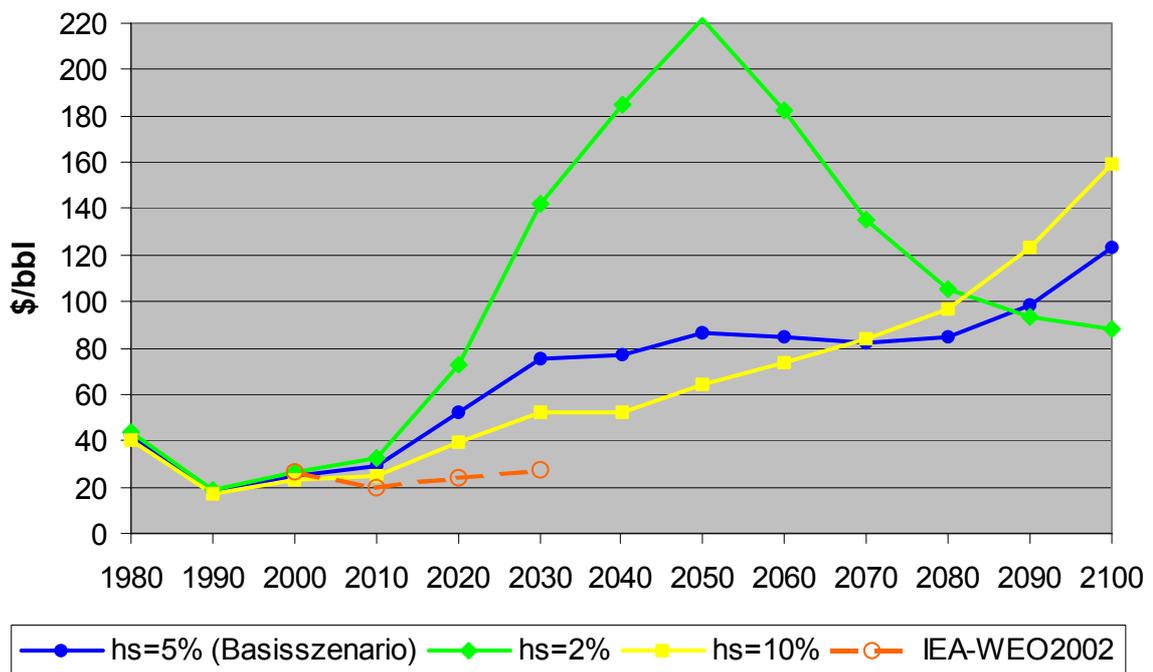


Abbildung 20: Mit LOPEX-oil bei unterschiedlichen Hubbert-Startkriterien „ hs “ errechneter Ölpreispfad

Für das Basisszenario wurde $hs = 5\%$ gewählt. Um diesen Wert besser einschätzen zu können, sind in Abbildung 21 die zu den hs -Szenarien zugehörigen unkonventionellen Produktionsraten der Nicht-OPEC-Länder eingetragen. Weil in allen gerechneten Modellszenarien die OPEC für ihre Produktion bis mindestens 2040 nur auf konventionelles Öl zu Kosten weniger als 5 \$/bbl zugreift, kann bis dahin die unkonventionelle Nicht-OPEC-Produktion mit der weltweiten unkonventionellen Ölproduktion gleichgesetzt werden. Dazu ist in Abbildung 21 auch die Prognose der IEA aus ihrem World Energy Outlook 2002 [IEAW02] für die weltweite unkonventionelle Rohölproduktion rot eingetragen. Die IEA-Prognose deckt sich erstaunlich gut mit dem $hs = 2\%$ -Szenario von LOPEX-oil. Allerdings geht das IEA-Szenario von einem deutlich geringeren Ölpreis aus (siehe Abbildung 20). Außerdem beziehen die IEA-Daten „natural bitumen“ anders als die in LOPEX-oil verwendeten SAUNER-

Daten nicht als unkonventionelles Öl mit ein. Insofern erscheint ein Wert von $hs = 5\%$ ein realistischeres Szenario zu entwerfen als $hs = 2\%$.

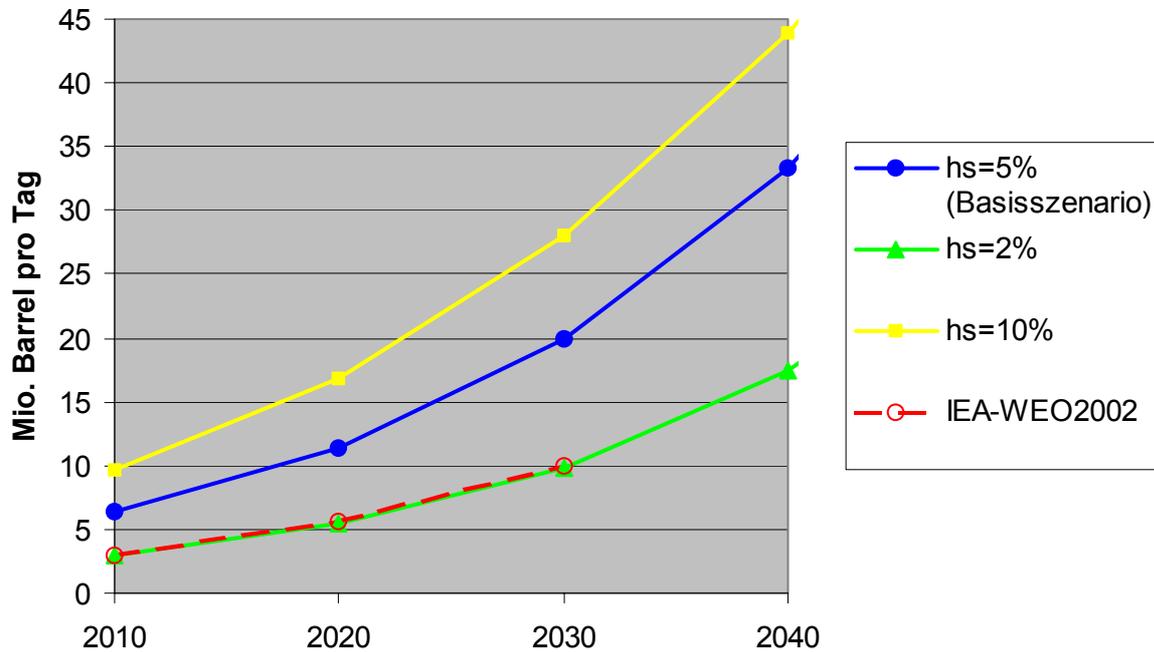


Abbildung 21: Unkonventionelle (Nicht-OPEC-)Ölproduktion bei unterschiedlichen Hubbert-Startkriterien hs

Die zum Basisszenario gehörige Ölproduktion ist in Abbildung 22 aufgetragen. Dunkel eingezeichnet ist die OPEC-Produktion in Gigatonnen Öl-Equivalent (Gtoe) pro zehnjähriger Modellperiode. Die Nicht-OPEC-Produktion ist unterteilt in konventionelles Öl mit einer maximalen Produktionsrate in 2000 und in EOR¹⁶- und unkonventioneller Produktion. Man erkennt, dass nach diesem Szenario vor allem unkonventionelles Nicht-OPEC-Öl die Produktion im 21. Jahrhundert bestimmen wird und die Gesamtproduktion etwa um 2090 ihr Maximum erreichen wird.

Ob unkonventionelles Rohöl aber jemals diese umfassende Rolle am Weltölmarkt wird spielen können, darf bezweifelt werden. So vermuten einige Experten, dass Ölschiefer, das in den verwendeten SAUNER-Daten zu mehr als einem Drittel aller Ölvorkommen beiträgt (vgl. Anhang B), höchstens marginal zur zukünftigen Ölproduktion beitragen wird, weil der Energieaufwand pro gewonnener Schieferöl-Einheit zu hoch ist. Reynolds [Reyn98] weist zum Beispiel darauf hin, dass in der Vergangenheit nach einem Anstieg der Energiepreise Kostenabschätzungen zur Schieferölproduktion erheblich nach oben revidiert werden mussten. Insofern steht auch für die in SAUNER angesetzten Verfügbarkeitskosten in Frage, ob

¹⁶ EOR: „Enhanced Oil Recovery“, vgl. Abschnitt 2.1.2

sich die Schieferölproduktion im Falle eines deutlichen Ölpreisanstiegs eventuell als dann vielfach teurer erweisen könnte. Außerdem stehen einer umfangreicheren Schieferölproduktion der sehr hohe Wasserverbrauch, ein sehr hoher CO₂-Ausstoß sowie andere Umweltbeeinträchtigungen im Wege.

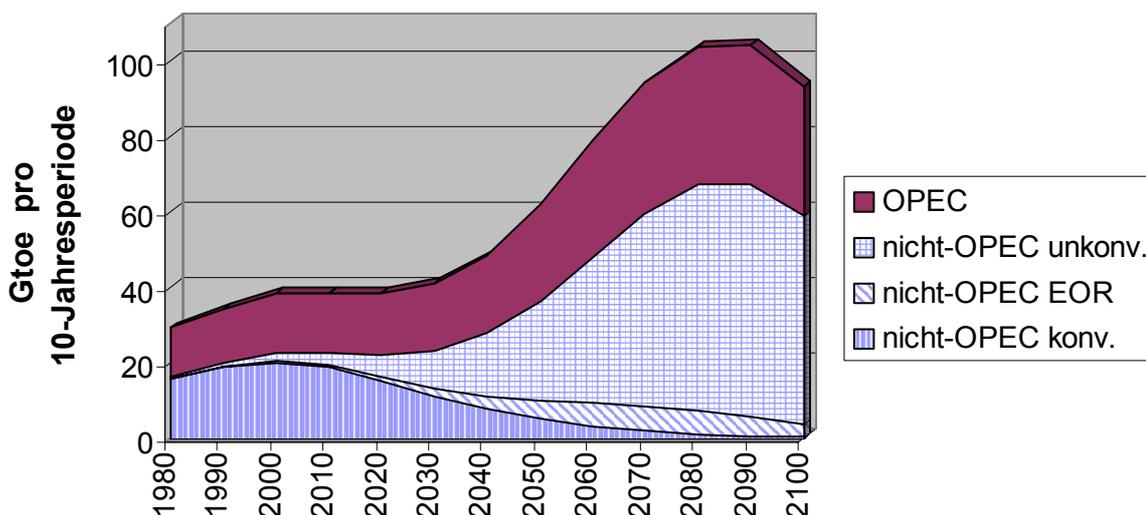


Abbildung 22: OPEC und Nicht-OPEC-Ölproduktion pro 10-Jahres-Modellperiode im Basisszenario

Um diesen Bedenken zur Verfügbarkeit von Schieferöl Rechnung zu tragen, wurde in einem weiteren Szenario untersucht, wie sich der Ölpreis ohne jegliche Verfügbarkeit von Ölschiefervorkommen entwickeln würde. Das Ergebnis (siehe Abbildung 23) ist ein ab 2020 im Vergleich zum Basisszenario vielfach stärker und stetig ansteigender Ölpreis auf knapp über 1000 \$/bbl im Jahr 2100 (nicht mehr eingezeichnet). Dies gibt einen Hinweis darauf, wie abhängig die Weltölproduktion im 21. Jahrhundert davon ist, dass die Ölgewinnung aus Schieferöl in umfassendem Maße ökonomisch und technisch realisiert werden kann.

Dass ein Ölpreis in dieser Höhe dauerhaft Realität werden könnte, ist jedoch in jedem Falle auszuschließen, weil dies heftige Substitutionseffekte und andere nachfrageseitigen Wirkungen hervorrufen würde, die mit einer rein konstant preiselastischen Nachfragefunktion wie in LOPEX nicht adäquat erfassbar sind. Um gegenseitige Einflüsse von Angebot und Nachfrage genauer studieren zu können, ist - nicht nur für diesen Fall sondern generell - eine Modellkopplung an die NEWAGE-Modelle erforderlich, wie in Kapitel 3 beschrieben.

Da die Ergebnisse von LOPEX-oil dem OPEC-Kalkül entspringen, ist besonders der errechnete OPEC-Marktanteil von Interesse. Wie in Abbildung 24 zu sehen ist, liegt dieser im Basisszenario für den gesamten Modellzeitraum bei annähernd 40 %. Selbst bei einer preise-

lastischeren Nachfrage (heller Kurvenverlauf: langfristige Preiselastizität = -0,6), das heißt bei weniger Marktmacht der OPEC, läge der für die OPEC optimale Marktanteil bis 2050 nur bei ca. 50 % und würde später dann sogar fallen. Dieses Ergebnis widerspricht sich mit den Prognosen der IEA [IEAW02], die einen Anstieg des OPEC-Marktanteils auf 60 % in 2030 annimmt (vgl. Abbildung 24). Die Ergebnisse von LOPEX-oil deuten stattdessen darauf hin, dass die OPEC – optimales Kartellverhalten vorausgesetzt – kein ökonomisches Interesse daran haben könnte, ihren Marktanteil deutlich auszuweiten.

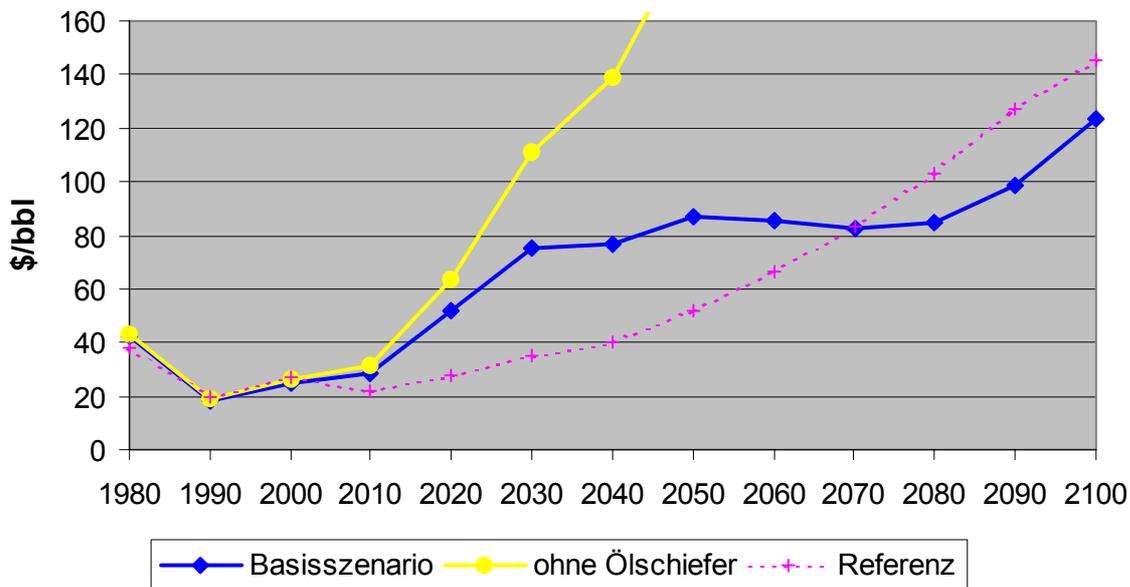


Abbildung 23: Ölpreisszenario mit LOPEX-oil ohne verfügbare Ölschiefervorkommen

Inwieweit die OPEC auch in Zukunft Bestand haben wird, und inwieweit sich ihr Marktverhalten tatsächlich mit dem eines perfekten Kartells vergleichen lassen kann, ist Gegenstand zahlreicher Spekulationen. Ökonomisch spiegelt sich der Anreiz zur Kartellbildung in der Kartellrente wieder. Die Kartellrente gibt den Gewinn pro Barrel an, den die OPEC aufgrund ihrer Kartellbildung am Ölmarkt erzielen kann. Die Kartellrente bildet die Differenz von marginalen Verfügbarkeitskosten und Ressourcenrente zum Ölpreis (vgl. [Berg97]). In LOPEX-oil entspricht die marginale Kartellrente der dualen Variablen zur Nebenbedingung (11). Abbildung 25 stellt für das Basisszenario den Anteil der OPEC-Kartellrente am Ölpreis heraus. Es zeigt sich, dass es für die OPEC als Gesamtheit, das heißt unter Außerachtlassung bzw. Überwindung von Interessenskonflikten innerhalb des Kartells, starke ökonomische Gründe für eine Aufrechterhaltung des Kartells gibt

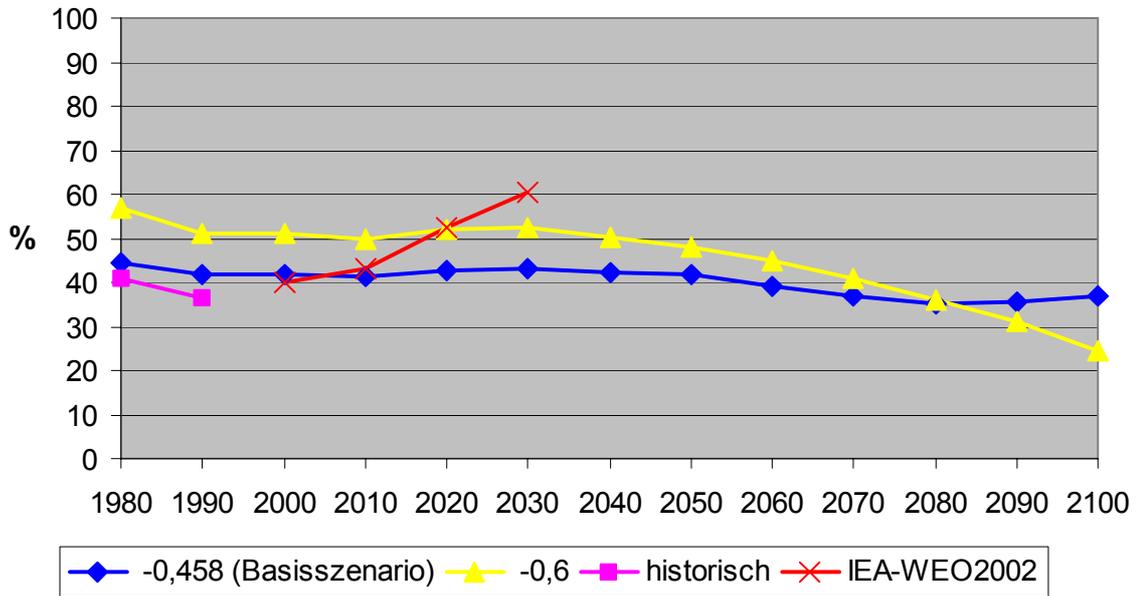


Abbildung 24: Optimaler OPEC-Marktanteil laut Rechnungen mit LOPEX-oil

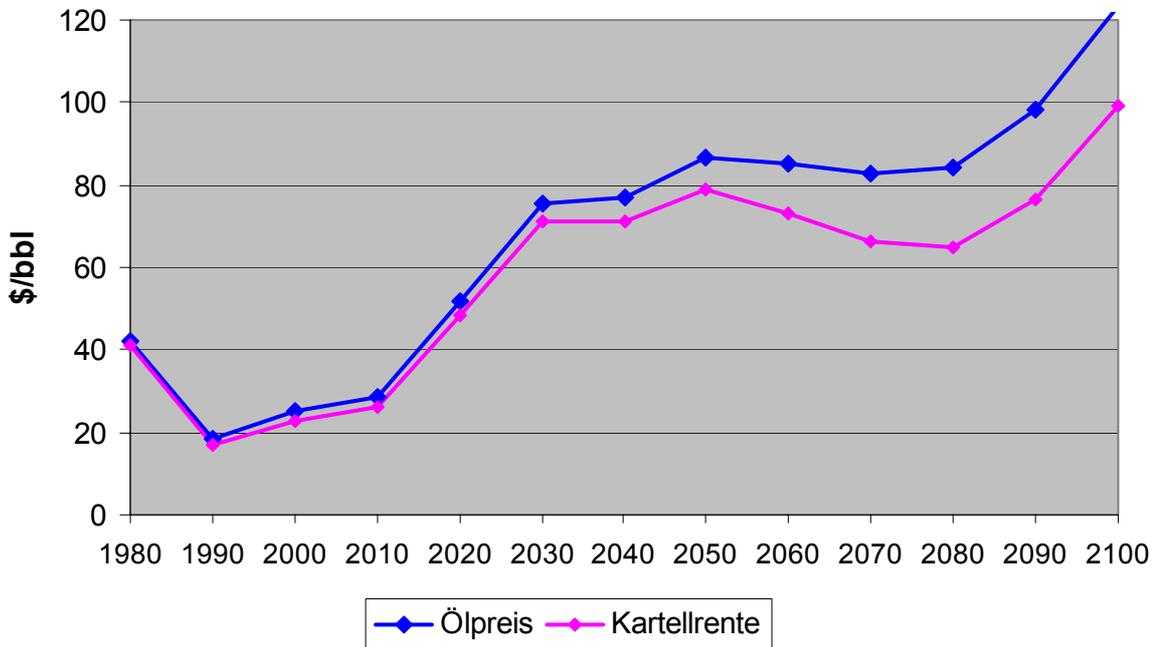


Abbildung 25: OPEC-Kartellrente und Ölpreis im Basisszenario

2.3 Erdgas- und Kohlemodell

Der Weltölmarkt stellt bezüglich seiner Einteilung in Kartell und Wettbewerbsrand eine Besonderheit dar, die auf die übrigen Ressourcenmärkte nicht übertragbar ist. Für die Modellierung des Erdgas- und Kohlemarktes wurde stattdessen auf die Einteilung in 12 Weltregionen (vgl. Anhang A) zurückgegriffen. Gemäß dieser Einteilung sind beide Modelle, LOPEX-gas und LOPEX-coal, ähnlich strukturiert, wie nachfolgend beschrieben wird.

2.3.1 Die Modellstruktur

Die 12 Regionen treten in den beiden Modellen sowohl als Ressourcenanbieter als auch als Nachfrageregionen auf. Ausgangspunkt der Optimierung ist wiederum das intertemporale Optimierungskalkül der Ressourcenanbieter, die den (abdiskontierten) Gegenwartswert ihres Gewinns maximieren. Das Ressourcenangebot aller Regionen ist dabei unter Berücksichtigung von Transportkosten für jede Modellperiode mit den preisabhängigen Nachfragemengen in den Regionen auf optimale Weise in Übereinstimmung zu bringen, es handelt sich also um ein Transportproblem. Dieses kann auch so formuliert werden, dass die Anbieter ihre gesamten Angebotskosten inklusive Transportkosten minimieren, unter der Nebenbedingung, dass alle Märkte gesättigt werden. Wenn $Q(t,i,j)$ die (nichtnegative) Produktion des Anbieters i für die Nachfrageregion j in Periode t bezeichnet, und $R(t,i) (\geq 0)$ die dem Anbieter i verbliebenen Ressourcen in Periode t , dann lautet die Zielfunktion von i formal:

$$\underset{Q(t,i,j), R(t,i)}{\text{Min}} \sum_{t,j} d(t) \cdot \left\{ C_{t,i} \left(\sum_j Q(t,i,j), R(t,i) \right) + tc(i,j) \cdot Q(t,i,j) \right\} \quad (14)$$

unter den Nebenbedingungen:

$$R(t-1,i) - R(t,i) - \sum_j Q(t,i,j) = 0 \quad (15)$$

$$\sum_i Q(t,i,j) - N(t,j) \geq 0 \quad (16)$$

Dabei sind:

$$C_{t,i} \left(\sum_j Q(t,i,j), R(t,i) \right): \text{Produktions-Gesamtkosten des Anbieters } i \text{ in Periode } t$$

$tc(i,j)$: spezifische Transportkosten von i nach j

$d(t)$: Diskontfaktor zur Zeit t

Die Kosten $C_{t,i} \left(\sum_j Q(t,i,j), R(t,i) \right)$ werden mit Hilfe der nach Kostenkategorien aggregierten SAUNER-Daten (vgl. Abschnitt 2.1.2) ausgedrückt, und zwar so, dass sich die marginalen Kosten $mc(k,t)$ einer Kostenkategorie k zwischen den spezifischen Kosten $c(k)$ dieser Kostenkategorie und den spezifischen Kosten $c(k-1)$ der nächstbilligeren Kostenkategorie „ $k-1$ “ bewegen, und linear vom Anteil der zum Zeitpunkt t bereits produzierten Mengen am gesamten ursprünglichen Ressourcenbestand $R(0,i,k)$ dieser Kostenkategorie abhängen. Somit erhält man über die Kostenkategorien hinweg verstetigte marginale Kosten. Unter Berücksichtigung eines exogenen technologischen Fortschritts-Faktors $tech(t)$ lauten die marginalen Kosten:

$$mc(k,t) = tech(t) \cdot \left[c(k-1) + (c(k) - c(k-1)) \cdot \frac{R(0,i,k) - R(t-1,i,k) + \sum_j Q(t,i,j,k)}{R(0,i,k)} \right] \quad (17)$$

Aus der Integration $\int_0^{R(t-1,i,k)-R(t,i,k)} mc \left(\sum_j Q(t,i,j,k), R(t-1,i,k) \right) \cdot d \sum_j Q(t,i,j,k)$ ergibt sich die Kostenfunktion zu:

$$C_{t,i,k} = tech(t) \cdot \left\{ \sum_j Q(t,i,j,k) \cdot \left[c(k-1) + (c(k) - c(k-1)) \cdot \frac{R(0,i,k) - R(t-1,i,k) + \frac{1}{2} \sum_j Q(t,i,j,k)}{R(0,i,k)} \right] \right\} \quad (18)$$

Die beiden Nebenbedingungen (15) und (16) entsprechen denen in LOPEX-oil (vgl. Gl. (10) und (11)), nämlich zum einen der Beschränktheit der Ressourcenmengen über den gesamten Modellzeitraum und zum anderen dem Gleichgewicht aus Angebot und Nachfrage $N(t,j)$. Dieses Gleichgewicht ist hier im Rahmen des verwendeten Komplementärformats als Ungleichung formuliert. Die zugehörige komplementäre Variable $PN(t,j)$ (≥ 0) repräsentiert den Nachfragepreis in Region j . $PN(t,j)$ geht zugleich wie in Gl. (1) als endogene Größe zur Beschreibung der Preisabhängigkeit der Nachfrage in $N(t,j)$ ein:

$$N(t,j) = n_ref(t,j) \cdot \left(\frac{PN(t,j)}{p_ref(t,j)} \right)^\epsilon \quad (19)$$

$PN(t,j)$ ist also der Schattenpreis der Nachfrage. Innerhalb dieser Modellstruktur wird er als *der* regionale Marktpreis auf einem weltweit perfekten Wettbewerbsmarkt interpretiert. Die Komplementärvariable der ersteren Nebenbedingung ist wie in LOPEX-oil auch als Ressourcenrente aufzufassen. Sie entspricht dem Wert einer zusätzlichen marginalen Ressourceneinheit für den Anbieter i in der betrachteten Modellperiode.

Einschränkungen in der zeitlichen Verfügbarkeit (vgl. Abschnitt 2.1.3) mussten in LOPEX-gas und in LOPEX-coal auf eine andere Weise als in LOPEX-oil implementiert werden. Da sich die Ressourcenproduktion entlang von Hubbertfunktion aus einer ökonomischen Betrachtung nicht analytisch herleiten lässt, lässt sie sich nur zur *Simulation* von Zeittrends einsetzen. Eine formale Einbettung der Hubbertfunktion in ein Optimierungskalkül ist jedoch nicht möglich. In LOPEX-oil konnte nur wegen der speziellen dualen Struktur des Weltölmarktes eine simulative Beschreibung auf Seiten der Nicht-OPEC-Anbieter verwendet werden. Auf die Modelle des weltweiten Abbaus von Erdgas und Kohle ist eine solche Struktur nicht übertragbar. Um Ressourcenszenarien aus Optimierungsmodellen abzuleiten, konnten deshalb in LOPEX-gas und LOPEX-coal Hubbertkurven nicht verwendet werden.

Stattdessen wurden als endogene Größen Produktionskapazitäten $CAP(t,i)$ eingeführt, um zeitliche Einschränkungen des Ressourcenangebots aus Region i zu beschreiben. Einerseits wurde angenommen, dass in jeder Periode die gesamte Produktion aus Region i die Kapazitäten dieser Region nicht überschreiten darf, also:

$$\sum_j Q(t,i,j) \leq CAP(t,i) \quad (20)$$

Andererseits wurde auch von einer Mindestkapazitätsauslastung mcu („minimum capacity utilisation“ in Prozent) ausgegangen, die nicht unterschritten werden darf:

$$\sum_j Q(t,i,j) \geq mcu \cdot CAP(t,i) \quad (21)$$

Um einen realistischen Verlauf der Produktionskapazitäten zu modellieren, wurde außerdem der maximal mögliche Kapazitätsaufbau sowie der maximal mögliche Kapazitätsabbau im Modell linear von der Auslastung in der Vorperiode ($t-1$) abhängig gemacht. Die entsprechenden Nebenbedingungen sehen zum Einen vor, dass bei voller Auslastung die Kapazität einer Region maximal um das $(1+capgrowth)$ -fache anwachsen darf:

$$CAP(t,i) \leq CAP(t-1,i) \cdot \left(1 + capgrowth \cdot \frac{\sum_j Q(t-1,i,j)}{CAP(t-1,i)} \right) \quad (22)$$

Zum Anderen soll bei minimaler Auslastung in der Vorperiode ($\sum_j Q(t-1, i, j) = mcu \cdot CAP(t-1, i)$) die Kapazität höchstens auf das (1-capdecay)-fache abgebaut werden dürfen:

$$CAP(t, i) \geq CAP(t-1, i) \cdot \left(1 - capdecay \cdot \frac{CAP(t-1, i) - \sum_j Q(t-1, i, j)}{CAP(t-1, i) - mcu \cdot CAP(t-1, i)} \right) \quad (23)$$

Die Anfangskapazitäten für die erste Modellperiode „2000“ müssen in diesem Verfahren eigens eingegrenzt werden. Dabei wurde die laut IEA-Statistik in den Weltregionen tatsächlich erfolgte Produktion im Jahr 2000 („p2000“) zugrundegelegt, die mindestens bei Minimalauslastung und höchstens bei Maximalauslastung gefördert wurde, also:

$$p2000(i) \leq CAP(2000, i) \leq \frac{p2000(i)}{mcu} \quad (24)$$

2.3.2 Ergebnisse von Rechnungen mit LOPEX-gas

Für die Rechnungen mit LOPEX-gas dienten NEWAGE-Rechnungen (vgl. Abschnitt 1) als Referenznachfrageszenario von 2000 bis 2030. Für die Fortschreibung der Preise und Nachfragewerte bis 2100 wurde das SAUNER-Szenario A1 verwendet. Mit den SAUNER-Zahlen wurde eine Mimik erstellt, so dass sich die fortgeschriebenen Nachfragewerte und Preise zu dem NEWAGE-Wert in 2030 genauso verhalten, wie sich im SAUNER-Szenario diese Jahreswerte zueinander verhalten. Ansonsten wurden in allen Anbieterregionen eine Diskontrate von 5 % und wie in SAUNER ein exogener jährlicher technologischer Fortschritt von 0,5 % zugrundegelegt. Die langfristige Nachfrageelastizität konnte für die einzelnen Regionen mangels Daten nicht ökonometrisch abgeschätzt werden. Für die Modellrechnungen wurde ein Wert von -0,5 zugrundegelegt. Die Mindestkapazitätsauslastung „mcu“ wurde mit 80 % angesetzt, der maximale jährliche Kapazitätszu- und abbau mit 3 %, das entspricht einer zehnjährigen maximalen Kapazitätsveränderung („capgrowth“ und „capdecay“) von 34,4 %. Zusammengefasst ist das Basisszenario für LOPEX-gas also durch folgende Parameter spezifiziert:

- Diskontrate: 5 %
- jährlicher technologischer Fortschritt: 0,5 %
- langfristige Nachfrageelastizität: -0,5

maximale zehnjährige Kapazitätsveränderung („capgrowth“ und „capdecay“): 34,4 %
 Mindestkapazitätsauslastung „mcu“: 80 %

Abbildung 26 zeigt die mit LOPEX-gas ermittelten Preispfade in \$1998 pro „barrel oil equivalent“ (boe). Eingezeichnet ist zum einen der über alle Regionen gemittelte Welt-Durchschnittspreis, sowie der Preis in der EU-15. Der EU-15-Preis liegt nah am Durchschnitt. Nach diesem Szenario ist ein kontinuierlicher Preisanstieg von rund 11 \$/boe in 2000 auf ca. 50\$/boe in 2090 zu erwarten¹⁷. Der errechnete Preispfad liegt damit deutlich unter dem Referenzpreis von anfänglich rund 22 \$/boe und steigt nach 2040 auch weniger stark an als im Referenzszenario, das ab 2040 durch das SAUNER-Szenario A1 vorgegeben ist.

Entsprechend dem niedrigeren Preisegefüge, das heißt bei einer höheren Nachfrage als im Referenzfall, liegen die mit LOPEX-gas erhaltenen jährlichen Produktionsmengen deutlich über dem Referenzniveau, wie Abbildung 27 zeigt. Die jährliche Produktion der EU-15 und die Selbstversorgungsquote der EU-15 sind beide in Abbildung 28 eingezeichnet. Es ergibt sich für die EU-15 zunächst ein Rückgang der jährlichen Förderung bis auf 0,1 Gtoe pro Jahr in 2030. Dies entspricht einem Rückgang der Selbstversorgungsquote von 51% in 2000 auf 16% in 2030. Erst anschließend steigt auch die EU-15 - Produktion und die Selbstversorgungsquote an bis zur autarken Selbstversorgung in 2100.

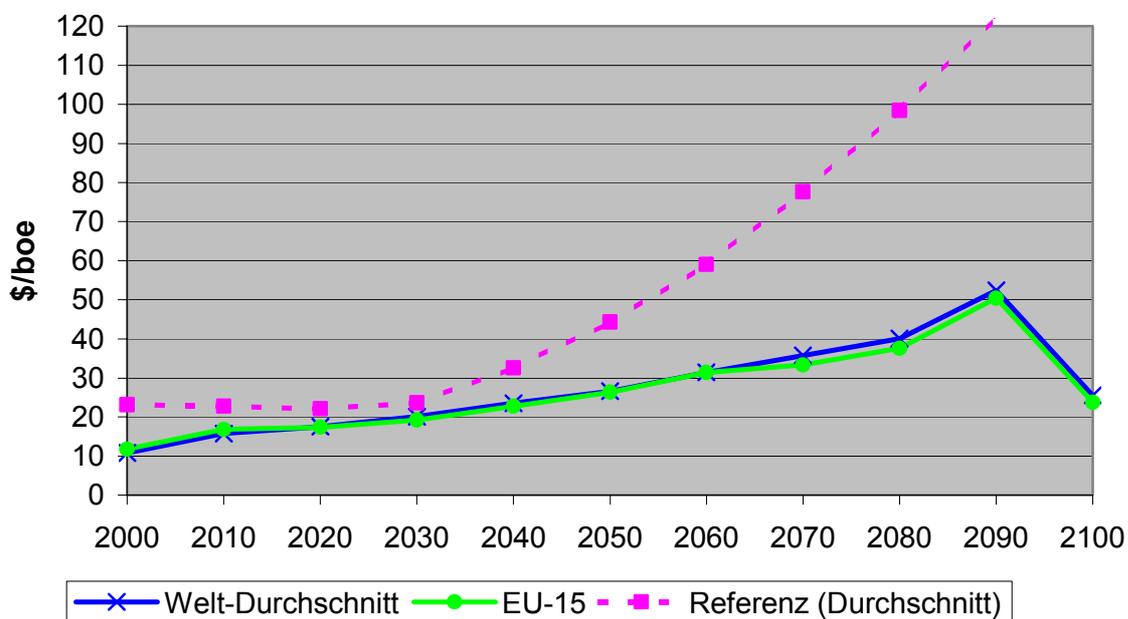


Abbildung 26: Verlauf des Erdgaspreises in der EU-15 und im Welt-Durchschnitt

¹⁷ Der Preisabfall in 2100 rührt von einem relativ abrupten Nachfragerückgang im zugrundeliegenden SAUNER-Referenzszenario her. Wegen der Endwertproblematik (vgl. Abschnitt Teil II:2.1) ist das Ergebnis für die letzte Modellperiode aber ohnehin nur wenig aussagekräftig.

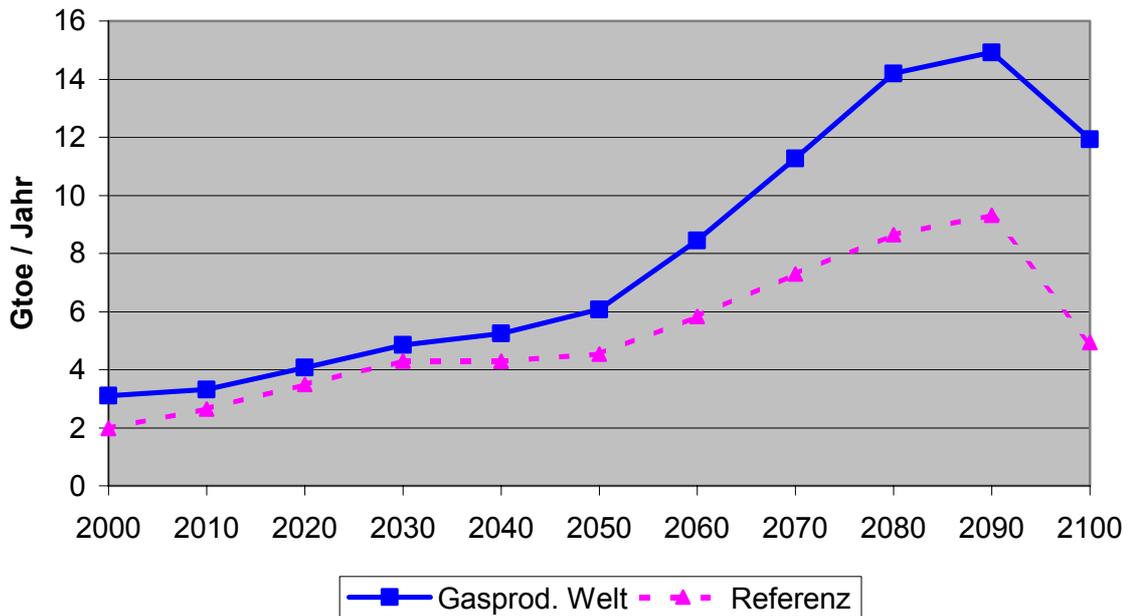


Abbildung 27: Weltweite Erdgasproduktion im Vergleich zum Referenzszenario

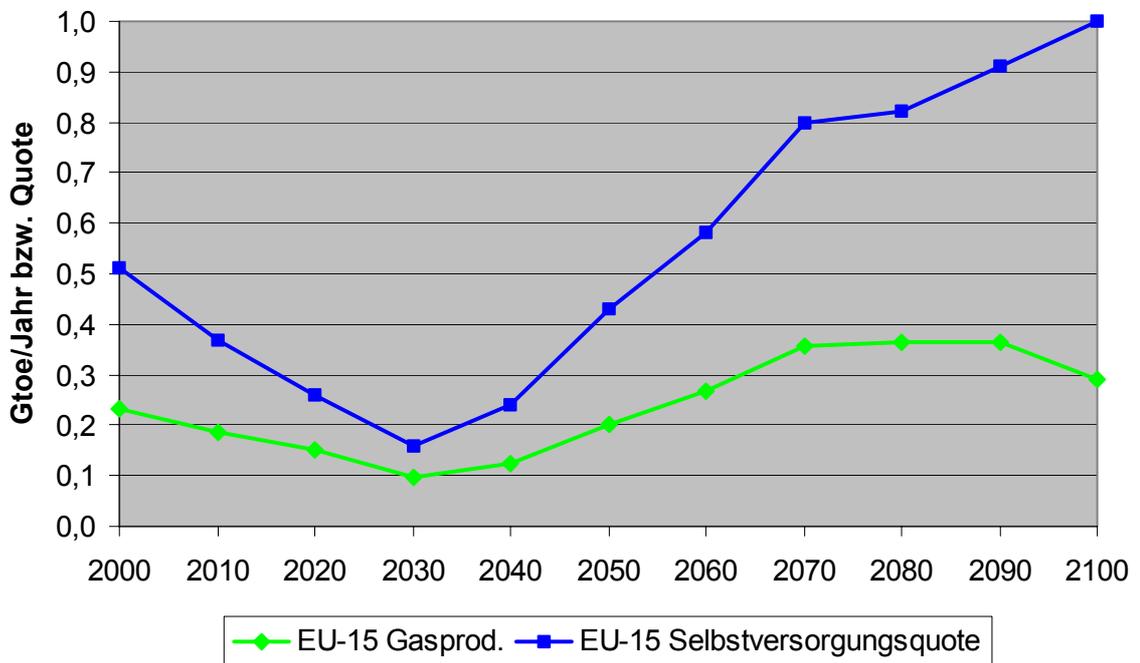


Abbildung 28: Erdgasproduktion und Selbstvesorgungsquote in der EU-15

2.3.3 Ergebnisse von Rechnungen mit LOPEX-coal

Zuletzt werden nun noch die Ergebnisse des Kohlemodells LOPEX-coal vorgestellt. Als Referenznachfrageszenario von 2000 bis 2030 dienten dazu wiederum Ergebnisse von NEWAGE-Rechnungen (vgl. Abschnitt 1). Für die Fortschreibung der Preise und Nachfragewerte bis 2100 wurde im Kohlemodell das SAUNER-Szenario B verwendet. Analog wie bei LOPEX-gas wurde mit den SAUNER-Zahlen eine Mimik erstellt, sodass sich die fortgeschriebenen Nachfragewerte und Preise zu dem NEWAGE-Wert in 2030 genauso verhalten, wie sich im SAUNER-Szenario diese Jahreswerte zueinander verhalten. Weitere Parameter wurden wie im Erdgasmodell für alle Regionen gleichermaßen vorgegeben:

Diskontrate: 5 %

jährlicher technologischer Fortschritt: 0,5 %

langfristige Nachfrageelastizität: -0,5

maximale zehnjährige Kapazitätsveränderung („capgrowth“ und „capdecay“): 34,4 %

Mindestkapazitätsauslastung „mcu“: 70 %

Der mit diesem Szenario errechnete Kohlepreis ist in Abbildung 29 zu sehen, und zwar zum einen wieder der über alle Regionen gemittelte Durchschnittspreis sowie zum anderen der Preis in der EU-15. Der EU-15-Preis liegt erneut nah am weltweiten Durchschnitt. Das Szenario zeichnet für das 21. Jahrhundert einen kontinuierlichen Anstieg des Kohlepreises vor, von rund 6,5 \$/boe auf ca. 20 \$/boe. Der dem Szenario zugrundeliegende Referenzpreisfad liegt dagegen deutlich darüber bei anfänglichen 16 \$/boe.

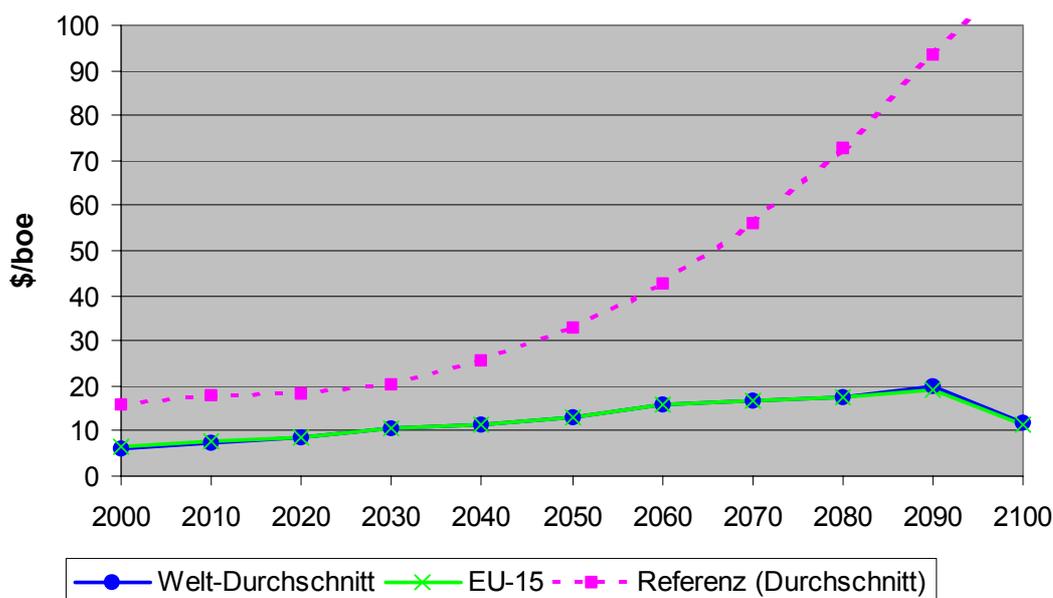


Abbildung 29: Verlauf des Kohlepreises in der EU-15 und im Weltdurchschnitt

Entsprechend dem niedrigeren Modellpreis und der damit verbundenen höheren Nachfrage errechnet LOPEX-coal höhere Produktionsmengen, nämlich weltweit jährlich 3,8 Gtoe in 2000 verglichen mit 2,3 Gtoe im Referenzfall (siehe Abbildung 30). Die Förderung in der EU-15 geht zunächst bis in 2010 von 49 Mio. toe auf 26 Mio. toe zurück (siehe Abbildung 31) und steigt dann aber wieder kontinuierlich an. Ein Blick auf die Selbstversorgungsquote der EU-15 in Abbildung 31 zeigt, dass zunächst im weltweiten Wettbewerb eine sehr geringe Selbstversorgungsquote der EU-15 von 15 % optimal wäre, die in 2010 noch weiter leicht zurückgeht und erst anschließend wieder ansteigt bis hin zur autarken Selbstversorgung am Ende des Jahrhunderts.

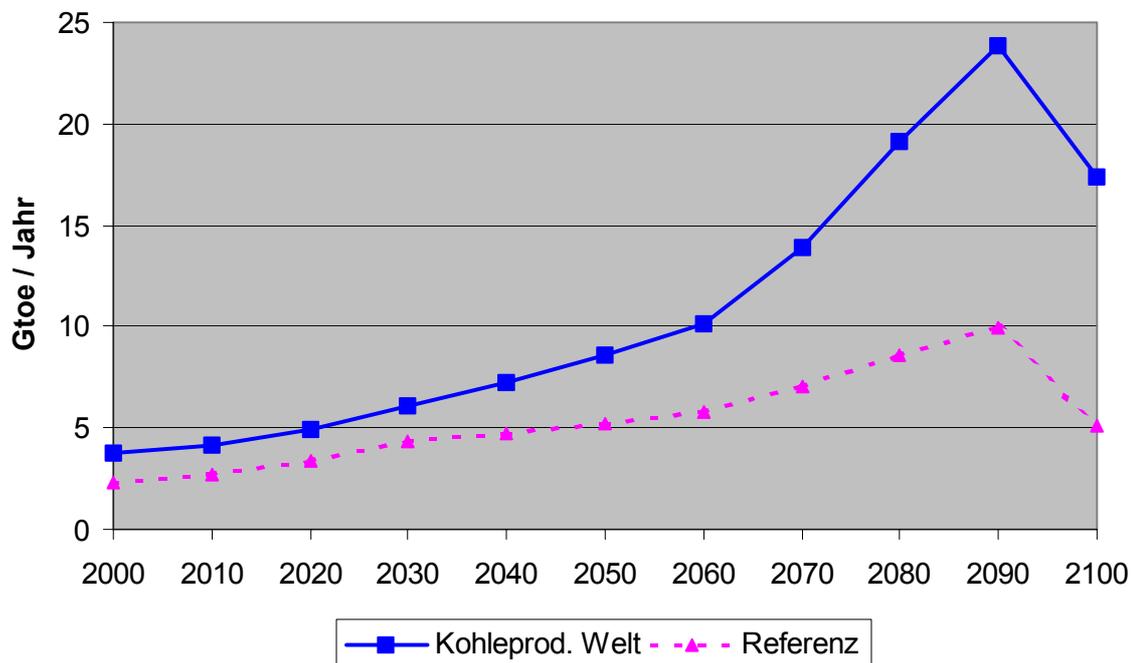


Abbildung 30: Weltweite Kohleproduktion im Vergleich zum Referenzszenario

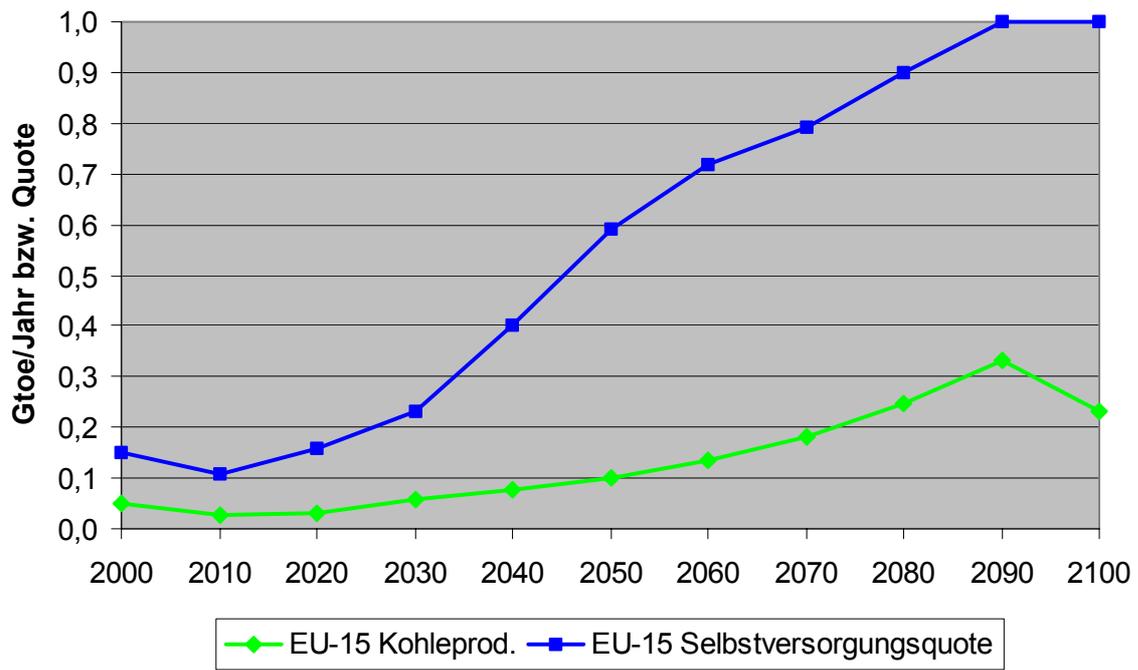


Abbildung 31: Kohleproduktion und Selbstversorgungsquote in der EU-15

3 Kopplung von LOPEX mit NEWAGE

3.1 Begründung für die Modellkopplung

Der weltweit zu erwartende tendenziell ansteigende Energiebedarf ist mit einem Nachfragezuwachs nach den nicht-erneuerbaren Ressourcen Erdöl, Erdgas und Kohle verbunden. Die energetische Umwandlung dieser kohlenstoffhaltigen Rohstoffe führt zwangsläufig zu steigenden CO₂-Emissionen und zu den damit verbundenen Wirkungen auf das Klima und die Umwelt.

Wie sich der Einsatz nicht-erneuerbarer Ressourcen über die nächsten 30 Jahre in den nationalen Volkswirtschaften aber auch auf globaler Ebene entwickelt, hängt u. a. vom Ressourcenangebot sowie den gegebenen Ressourcenpreisen ab. Trotz der in den nächsten Jahren nicht zu erwartenden Erschöpfung der Ressourcen Erdöl, Erdgas und Kohle, ist dennoch mit der Verschiebung bestimmter Importströme zu rechnen, die zu der Herausbildung regionaler Abhängigkeiten von der Lieferung mit Primärenergieträgern führen können.

Mit Hilfe der in Abschnitt 2 beschriebenen LOPEX-RESSourcenMODELle zur Erdöl-, Erdgas- und Kohleproduktion lassen sich für lange Zeiträume regionalisierte Abbaupfade ableiten, die als Angebotsprojektion in das angewandte allgemeine Gleichgewichtsmodell NEWAGE-World (vgl. Abschnitt 1) eingehen. Die Angebotsprojektion der LOPEX-RESSourcenMODELle dient NEWAGE-World als Datengrundlage der weltweiten Ausstattung mit Primärenergieträgern für die Berechnung der ökonomischen Entwicklung in den nationalen Volkswirtschaften. Durch die Berücksichtigung der interregionalen und intersektoralen Rückkopplungseffekte im Rahmen eines geschlossenen Modellansatzes des allgemeinen Gleichgewichts lassen sich gesamtwirtschaftliche Aussagen treffen, die auf der Basis der partialanalytischen Ressourcenmodelle nicht möglich sind. Des Weiteren ist es dadurch möglich, die optimale Allokation der Ressourcen Arbeit, Kapital und Energie unter wohlfahrtstheoretischen Überlegungen integriert zu bestimmen, wobei gleichzeitig die Optimierung der zeitlichen Abbaupfade der Energieressourcen berücksichtigt wird.

Die Kopplung der beiden Modellansätze NEWAGE-World und LOPEX ermöglicht damit die Integration kostenorientierter globaler Angebotspläne für die Primärenergieträger und die Ableitung nationaler bzw. globaler ökonomischer Entwicklungstendenzen unter unterschiedlichen politischen Rahmenbedingungen oder unter der Annahme unterschiedlicher Marktstrukturen auf den Rohstoffmärkten, die besonders für die Ableitung der Preis- und Abbaupfade für Erdöl eine wichtige Rolle spielen.

3.2 Technische Umsetzung der Modellkopplung

Bei der Modellkopplung wird zunächst, ausgehend von einem Baseline-Szenario, mit NEWAGE-World ein Pfad des allgemeinen Gleichgewichts in den betrachteten 33 Volkswirtschaften berechnet, das mit entsprechenden Ressourcenverbräuchen sowie Ressourcenpreisen verbunden ist (vgl. Abschnitt 1). Grundlage für die Berechnung der regionalen Gleichgewichte auf den Rohstoffmärkten sind dabei die POLES- bzw. PRIMES-Produktionsprojektionen in den Weltregionen bzw. in den Staaten der Europäischen Union. Die in diesem Baseline-Szenario berechneten Nachfrage- und Preisdaten werden an die LOPEX-RESSourcenMODELle übergeben, die ihrerseits die kostenbasierten Angebotsmengen für die Jahre 2000 bis 2030 berechnen. Diese Datenübergabe findet in einem iterativen Prozess statt, bis sich die berechneten Gleichgewichte der verschiedenen Modelle für die einzelnen Rohstoffmärkte weitgehend angepasst haben.

Die Kopplung der beiden Modelle findet auf der Basis eines sogenannten „Soft-links“ statt, bei dem ausschließlich Ergebnisdaten eines Modells an das jeweils andere Modell übergeben werden, eine gleichungsbasierte Integration der Modell findet nicht statt. Diese Art der Modellkopplung hat den großen Vorteil, dass die Zusammenschaltung der Modelle relativ einfach möglich ist und sich die spezifischen Vorteile jedes Modells weiter nutzen lassen, ohne zusätzliche modelltechnische Kompromisse eingehen zu müssen.

Die an die LOPEX-RESSourcenMODELle übergebenen Nachfragemengen der Primärenergieträger Erdöl, Erdgas und Kohle sowie die zugehörigen Rohstoffpreise dienen in den kostenbasierten Angebotsmodellen als Referenzwerte für die Berechnung der Ressourcenproduktion. Das Ressourcenangebot für die Jahre 2000, 2010, 2020 und 2030 wird daraufhin wieder an NEWAGE-World als mögliche Produktionsvolumina an Primärenergieträgern übergeben, woraufhin in NEWAGE-World ein neuer Gleichgewichtspfad mit den entsprechenden Auswirkungen auf die Struktur der Nachfrage und der Produktion berechnet wird, der im Ergebnis wiederum als Input für die LOPEX-RESSourcenMODELle dient.

Im Einzelnen werden von NEWAGE-World folgenden Daten im Rahmen des „Soft-links“ an die LOPEX-RESSourcenMODELle übergeben:

- Öl-Nachfrage [Mtoe/a]
- Öl-Preis [\$1997/GJ]
- Gas-Nachfrage [Mtoe/a]
- Gas-Preis [\$1997/GJ]
- Kohle-Nachfrage [Mtoe/a]
- Kohle-Preis [\$1997/GJ]

Die als Referenzwerte aus NEWAGE-World an die LOPEX-RESSourcenMODelle übergebenen Nachfrage- und Preisdaten, werden dann in den Partialmodellen für die Berechnung der neuen Angebotsmengen benutzt, die ihrerseits wieder an NEWAGE-World übergeben werden. Die sich hierbei einstellenden Gleichgewichte auf den Erdöl-, Erdgas- und Kohlemärkten liefern ein realistisches Bild des Ressourcenangebots bei den gegebenen Rohstoffpreisen. Die berechneten Primärenergieangebote gehen in NEWAGE-World als Mengenrestriktion für die Bestimmung des neuen Gleichgewichts ein.

Die neuen Produktionsmöglichkeiten führen zu veränderten Energieträgerverbräuchen sowie zu entsprechenden Substitutionseffekten zwischen den Energieträgern auf der einen Seite und den Produktionsfaktoren Arbeit und Kapital auf der anderen Seite innerhalb der Produktionsprozesse der einzelnen Volkswirtschaften. Die so angepassten Produktionsstrukturen liefern wiederum veränderte Nachfragedaten für die Energieträger an die LOPEX-RESSourcenMODelle, mit denen ihrerseits wieder neue Abbau- bzw. Angebotspfade bestimmt werden. Abbildung 32 verdeutlicht schematisch den Kopplungsprozess der beiden Modelle.

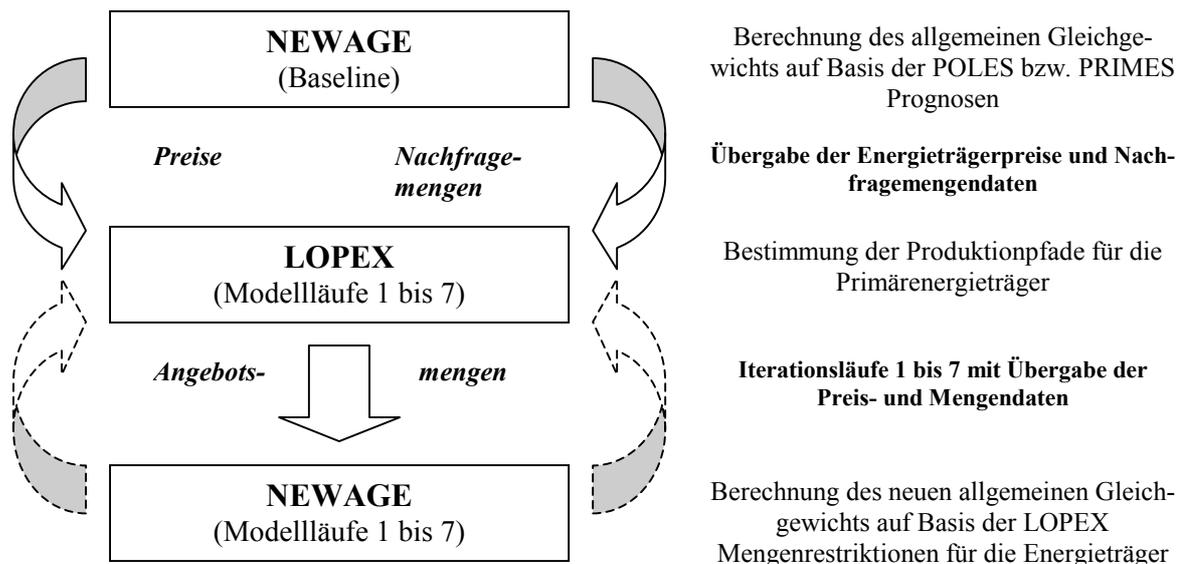


Abbildung 32: Skizze zur Modellkopplung von NEWAGE-World und den LOPEX-RESSourcenMODellen

3.3 Ergebnis der Modellkopplung

Die aus dem Baseline-Szenario von NEWAGE-World an die LOPEX-RESSourcenMODelle übergebenen Nachfrage- und Preisdaten für die Primärenergieträger lassen sich für den Ölmarkt folgendermaßen beschreiben. Die im Gleichgewicht bestimmte Ölnachfrage beläuft sich auf etwa 3,624 Gtoe im Jahre 2000, wobei dieser Wert auf die Angebotsdaten von PO-

LES bzw. PRIMES kalibriert ist. Der Ölverbrauch steigt bis zum Jahr 2030 kontinuierlich bis auf 5,818 Gtoe/Jahr an. Der mit dieser Nachfrage verbundenen Ölpreis beläuft sich für das Jahr 2000 auf etwa 26,77 \$/boe in Preisen von 1997. Der Ölpreis bleibt bis 2030 mit 26,56 \$/boe etwa konstant.

Aufgrund des aus dem Baseline-Szenario von NEWAGE-World übergebenen Ölpreises werden in LOPEX die kosten- und strategiebasierten Erdölangebotsmengen berechnet. Der etwa konstante Erdölpreis von ca. 26 \$/boe führt im ersten LOPEX Modelllauf zu einer Produktion der OPEC- bzw. Nicht-OPEC-Anbieter von etwa 3,829 Gtoe im Jahre 2000, die bis 2030 auf etwa 3,958 Gtoe/Jahr ansteigt. Diese mit dem gegebenen Ölpreis verbundenen relativ niedrigen Angebotsmengen führen in den folgenden NEWAGE-World Modellläufen einerseits zu stark steigenden Ölpreisen und andererseits zu einer beginnenden Primärenergieträgersubstitution vom Erdöl- zum Erdgas- bzw. Kohleverbrauch. Dieser Substitutionseffekt ist wiederum mit Mengen- und Preisreaktionen auf den entsprechenden Energieträgermärkten verbunden. Insgesamt ist ein Übergang vom Erdöleinsatz zum verstärkten Verbrauch von Erdgas und Kohle festzustellen.

Das iterative Vorgehen der Modellkopplung ermöglicht die Berücksichtigung der kosten- bzw. strategiebasierten Angebotspläne der Primärenergieerzeuger und gleichzeitig die Berechnung der Rückwirkungseffekte im Rahmen der allgemeinen Gleichgewichtsanalyse, wodurch die feststellbaren Substitutionseffekte erfasst werden können. Die von den LOPEX-RESSourcenMODellen ermittelten Abbaupfade für Erdöl wirken in NEWAGE-World ölpreissteigernd und damit in Richtung abnehmenden Erdölverbrauchs und steigender Ölpreise. Dieser Effekt lässt sich an der steigenden Ölpreiskurve zwischen 2000 und 2030 in Abbildung 33 feststellen.

Der Energieträgerwechsel weg vom Erdöl und hin zum Erdgas bzw. zur Kohle kann in Abbildung 34 und Abbildung 35 anhand der kontinuierlich steigenden Erdgas- bzw. Kohleverbräuche abgelesen werden. Der Verbrauch sowohl von Erdöl als auch von Kohle liegt dabei über den jeweiligen Verbräuchen des Baseline-Szenarios von NEWAGE-World. Hauptursache dieser Effekte sind die entsprechenden Rohstoffpreise und die damit verbundenen, in den LOPEX-RESSourcenMODellen berechneten Ressourcenangebotsmengen. Die aus dem Baseline-Szenario von NEWAGE-World an die LOPEX-RESSourcenMODELle übergebenen relativ hohen Erdgas- und Kohlepreise führen zu einer starken Ausdehnung der Erdgas- und Kohleproduktion, die stark dämpfend auf die entsprechenden Preise wirkt und damit den zuvor beschriebenen Energieträgerwechsel weiter verstärkt (vgl. Abbildung 36 und Abbildung 37). Die Substitutionseffekte setzten sich bis ins Jahr 2030 fort, so dass ein nachhaltiger Nachfrageanstieg nach Erdgas und Kohle zu verzeichnen ist.

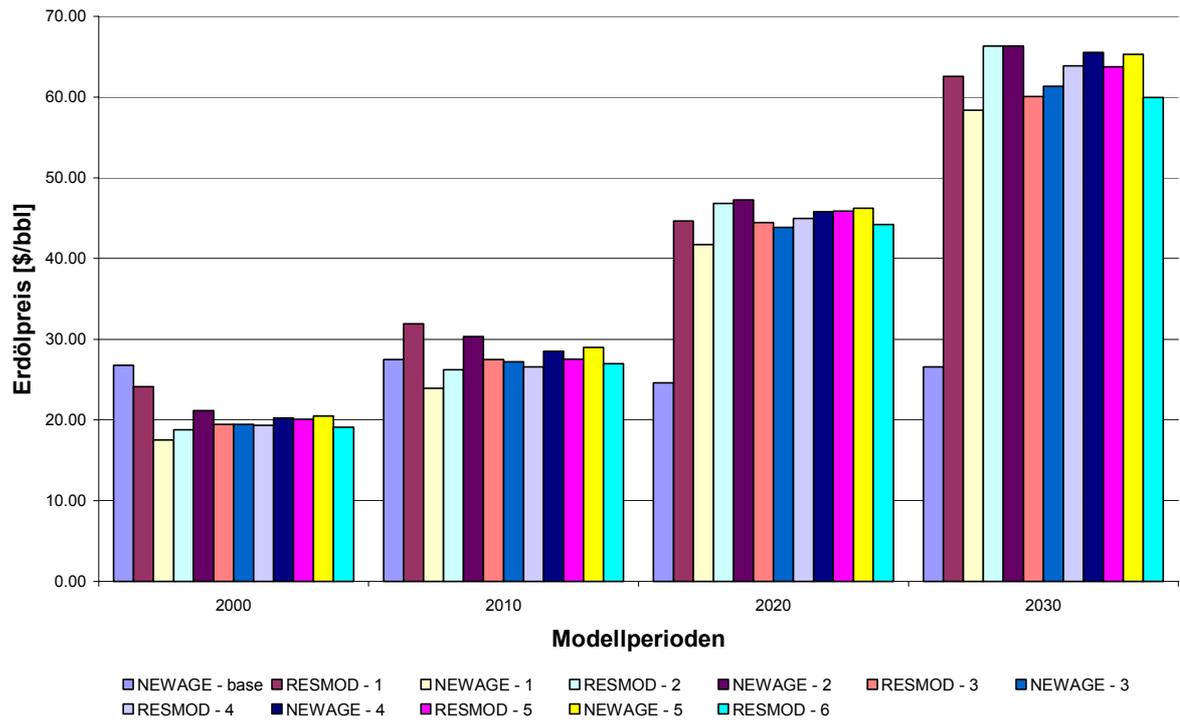


Abbildung 33: Erdölpreise zwischen 2000 und 2030 im Rahmen der iterativen Modellkopplung

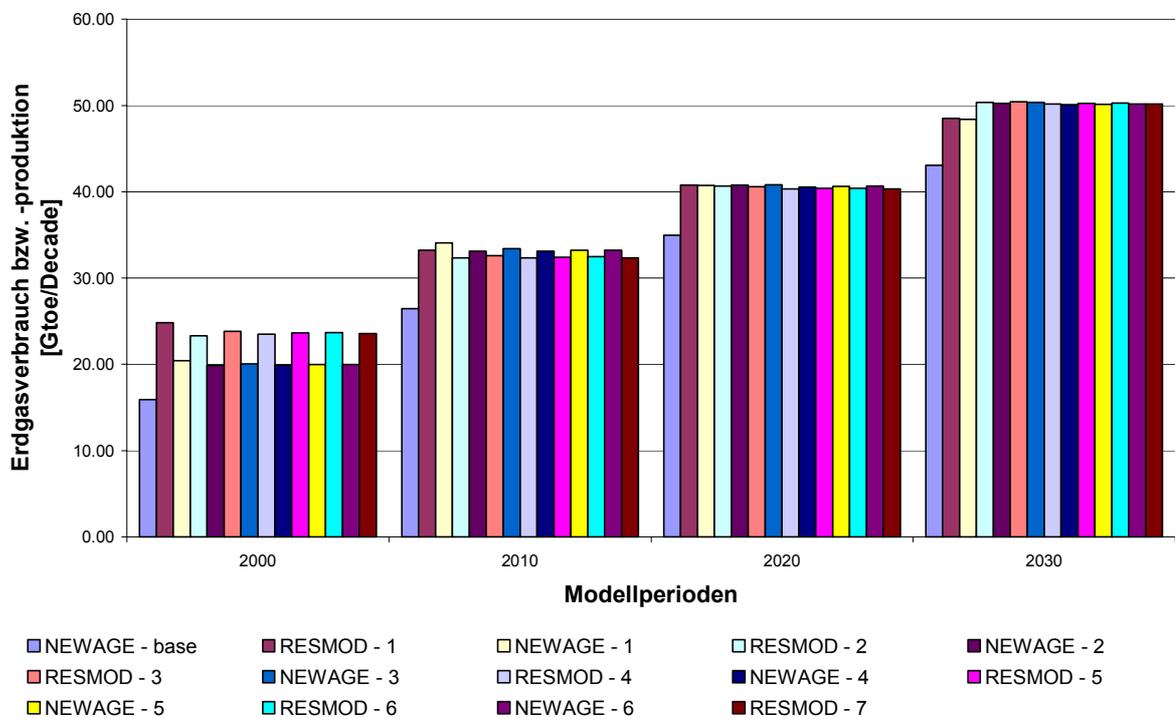


Abbildung 34: Erdgasverbrauch bzw. -produktion zwischen 2000 und 2030

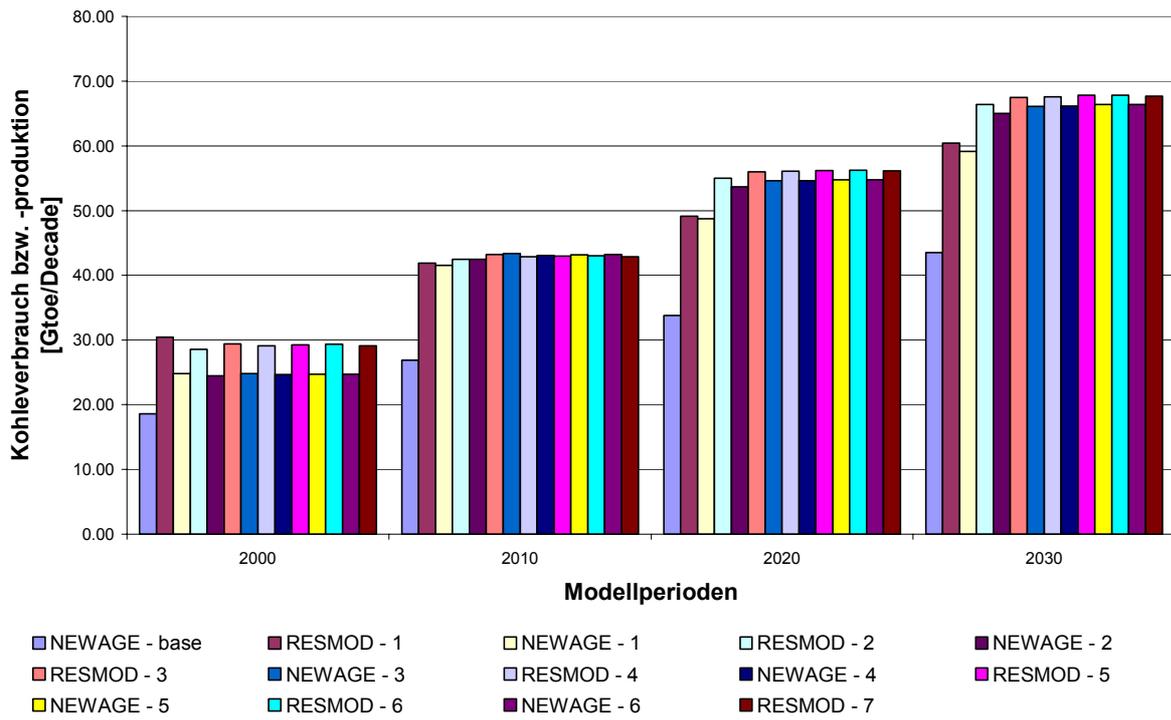


Abbildung 35: Kohleverbrauch bzw. -produktion zwischen 2000 und 2030

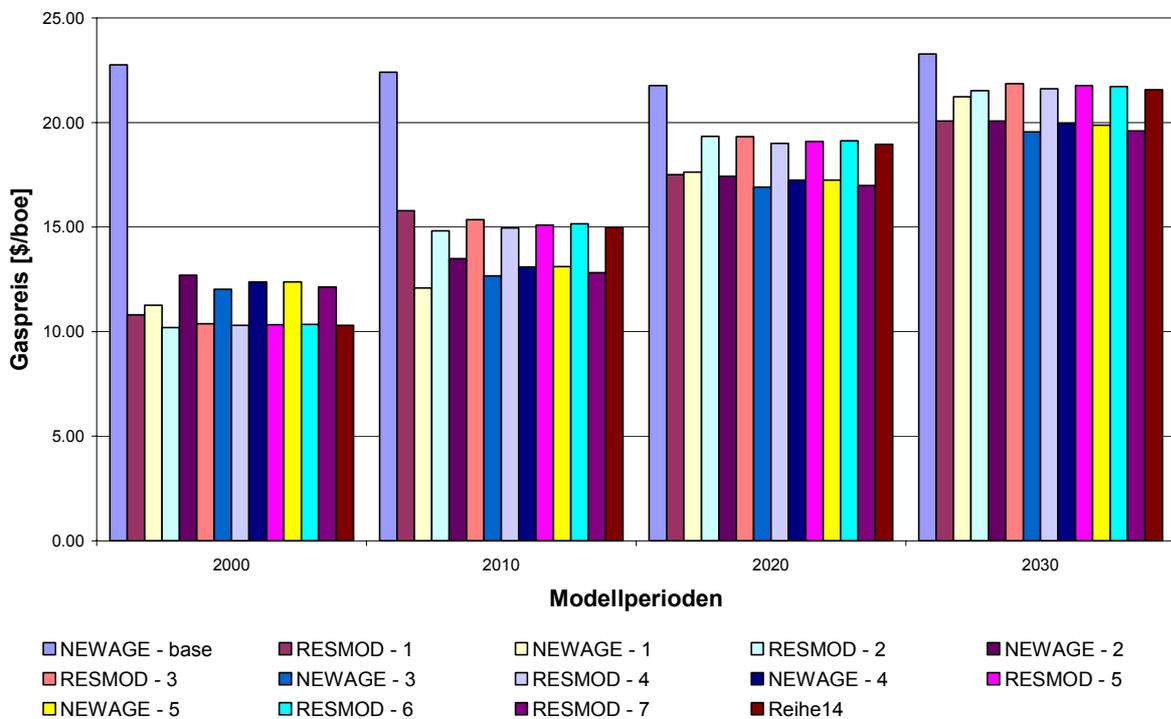


Abbildung 36: Erdgaspreis zwischen 2000 und 2030

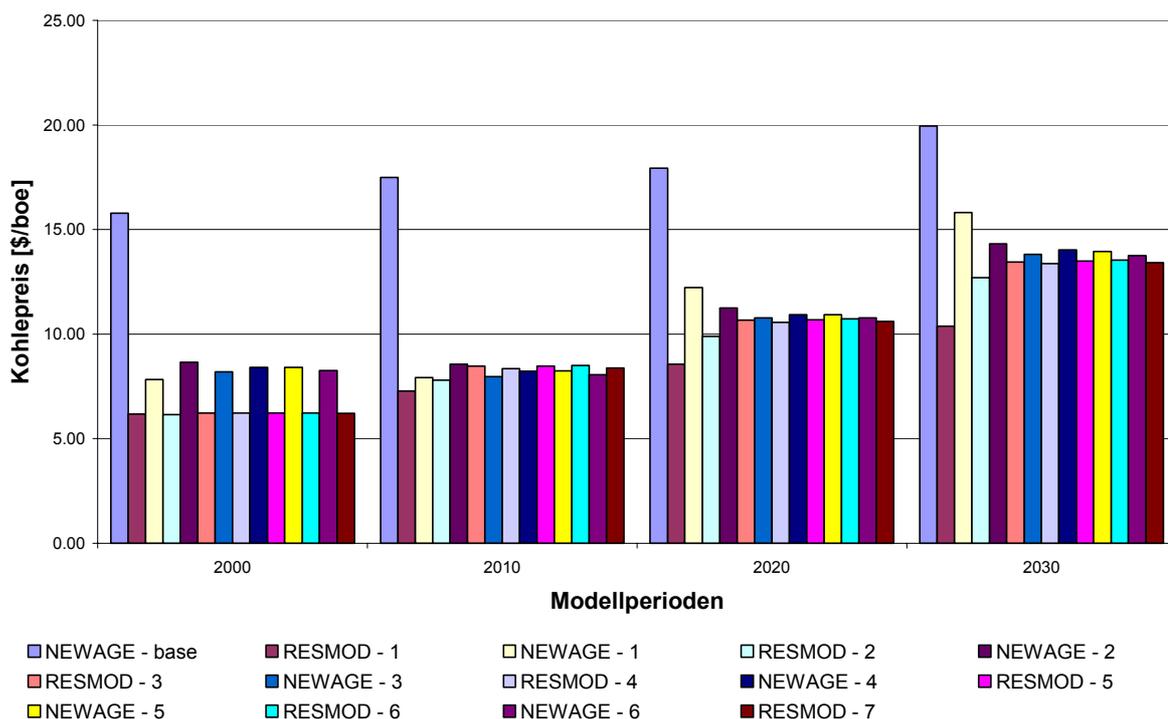


Abbildung 37: Kohlepreis zwischen 2000 und 2030

Der Prozess der gegenseitigen Mengen- und Preisanpassungen stabilisiert sich über die insgesamt durchgeführten sieben Iterationsläufe, wobei die Abweichungen der, mit den verschiedenen Modellen berechneten, Gleichgewichte kontinuierlich geringer werden.

Abschließend fasst Tabelle 6 das über die Modellkopplung von NEWAGE-World und LOPEX ermittelte Gleichgewicht auf den Energiemärkten und den übrigen Ressourcenmärkten in Form der Preise für Erdöl, Erdgas und Kohle im Zeitablauf im Vergleich zu den Ausgangswerten des Baseline-Szenarios von NEWAGE-World zusammen. Es zeigt sich, dass beispielsweise die berechneten Erdölpreise auf Basis der Modellkopplung relativ stark ansteigen. Dieser Effekt lässt sich insbesondere durch die Marktstruktur auf dem Weltölmarkt erklären. Während sich das Kartell der OPEC Staaten gewinnmaximal verhält und ihre Angebotsmengen beschränkt, sind die Nicht-OPEC Staaten nicht in der Lage, die dadurch induzierten relativ höheren Erdölpreise mit entsprechenden Produktionsausweitungen entgegenzuwirken. Der starke angebotsinduzierte Preisanstieg führt in der Folge zu, im Vergleich zur Baselineentwicklung, geringeren Erdölverbräuchen und der damit verbundenen Umschichtung auf die anderen Primärenergieträger Erdgas und Kohle.

Die Preispfade der Primärenergieträger Erdgas und Kohle liegen durch die, von den LOPEX-RESSourcenMODellen prognostizierten, hohen Angebotsmengen immer unterhalb des NEWAGE-Baseline Szenarios auf Basis der POLES bzw. PRIMES Prognosen. Der induzierte Substitutionseffekt zwischen den Primärenergieträgern innerhalb der Volkswirtschaften

wirkt allerdings wieder preissteigernd, was sich an der Konvergenz der Energieträgerpreise während der Iterationsläufe feststellen lässt, die oberhalb der Werte des ersten LOPEX Modelllaufs liegen.

Tabelle 6: Konvergenz der Energieträgerpreise (2000 bis 2030) als Ergebnis der Modellkopplung von NEWAGE-World und der LOPEX-RESSourcenMODelle

Energieträgerpreis [\$/boe]		Iteration	2000	2010	2020	2030
Erdöl	NEWAGE	Baseline	26,77	27,48	24,58	26,56
	LOPEX	1	24,11	31,90	44,64	62,58
	NEWAGE	7	19,61	27,48	43,99	61,40
	LOPEX	7	19,43	26,69	44,98	63,85
Erdgas	NEWAGE	Baseline	22,77	22,40	21,76	23,28
	LOPEX	1	10,80	15,78	17,50	20,07
	NEWAGE	7	12,13	12,83	16,98	19,60
	LOPEX	7	10,30	14,98	18,96	21,57
Kohle	NEWAGE	Baseline	15,79	17,49	17,93	19,95
	LOPEX	1	6,19	7,27	8,55	10,38
	NEWAGE	7	8,25	8,06	10,77	13,76
	LOPEX	7	6,21	8,38	10,59	13,41

Die Ergebnisse der Modellkopplung von NEWAGE-World und den LOPEX-RESSourcenMODellen geben wichtige Hinweise auf die Effekte einer Integration angebotsseitiger Produktionspfade auf die gleichgewichtige Entwicklung in den betrachteten Volkswirtschaften. Hierbei spielt besonders die Marktstruktur und das damit verbundene Marktverhalten auf dem wichtigsten Primärenergieträgermarkt, dem Weltölmarkt, eine entscheidende Rolle. Die im Rahmen von Partialmodellen abgeleiteten globalen und regionalen Produktionspläne für die Primärenergieträger Erdöl, Erdgas und Kohle ermöglichen dabei die Analyse der zeitlichen Ressourcenverfügbarkeit bei unterschiedlichen politischen und ökonomischen Rahmenbedingungen und dienen als Angebotsprognosen für die Verwendung in makroökonomischen Gleichgewichtsmodellen.

Die ermittelten Gleichgewichtspreise auf dem Erdöl-, dem Erdgas- und dem Kohlemarkt werden nun auch für die im folgenden Teil III dargestellten Untersuchungen für den europäischen Energiemarkt als Eingangswerte verwendet.

Teil III: Europäisches Energie-Umwelt-Modell

Bezüglich des neu zu entwickelnden europäischen Energie-Umwelt-Modells stellt der Energiesystemmodellgenerator TIMES eine geeignete Ausgangsbasis dar. Um sowohl die Entwicklung in einzelnen Staaten der Europäischen Union als auch die für den Emissionstransport wesentlichen Quellen in der Nähe Deutschlands erfassen zu können, beinhaltet das Modell TIMES-ES (vgl. Abschnitt 4) alle Anrainerstaaten Deutschlands sowohl aus der EU (neben Deutschland noch Belgien, Dänemark, Frankreich, die Niederlande, Luxemburg, Österreich, Schweden) als auch die sonstigen deutschen Nachbarstaaten (Polen, Schweiz, Tschechien). Durch die Anbindung eines Umwelt-Wirkungsmodells (EcoSense) (vgl. Abschnitt 5) an das Energiesystemmodell (TIMES) wird eine effiziente und zuverlässige Bewertung von Emissionsminderungsstrategien im Energiesektor unter Berücksichtigung externer Effekte und Nachhaltigkeitsindikatoren auf europäischer Ebene ermöglicht (vgl. Abschnitt 6).

4 Energiesystemmodell TIMES-ES

Grundlage des Energiesystemmodells für die betrachteten europäischen Staaten ist das im Rahmen des Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP) der Internationalen Energieagentur am IER Stuttgart mitentwickelte Energiesystemmodell TIMES. TIMES selbst stellt ein allgemeines Modellschemata für Energiesysteme dar, die durch ein generisches Gleichungssystem beschrieben werden können. Durch fallstudien-spezifische Informationen (z. B. technologische Struktur des Energiesystems, zeitliche und räumliche Auflösung, technisch-ökonomische Daten) lässt sich das Modell eines konkreten Energiesystems mit TIMES generieren. TIMES kann somit als ein Modellgenerator verstanden werden. Er wurde in der gleichungsorientierten Modellierungsumgebung GAMS (General Algebraic Modelling System) implementiert. Im Folgenden wird zunächst der Modellgenerator TIMES näher charakterisiert (vgl. Abschnitt 4.1), worauf sich die Konkretisierung für die europäischen Länder in Form des Referenzenergiesystems und der Datengrundlage anschließt (vgl. Abschnitt 4.2). Schließlich wird eine Referenzentwicklung des Energiesystems und der damit einhergehenden Emissionen vorgestellt (vgl. Abschnitt 4.3).

4.1 Modellgenerator TIMES

TIMES ist ein prozessanalytisches, dynamisches Modellschemata, mit dem ein Energiesystem technologisch detailliert als ein Netzwerk von Prozessen (z. B. Kraftwerks- oder Fahrzeugtypen) und Gütern (Energieträgern, -formen, Material) abgebildet wird. Mit Hilfe eines solchen

flexiblen Modellansatzes lassen sich gesamte Energiesysteme vom Primärenergieträger bis zur Energiedienstleistung aber auch nur einzelne Sektoren, wie der Strom- und Fernwärmeerzeugungssektor oder das Verkehrssystem, technologisch detailliert abbilden. Bei dem hier im Modell unterstellten linearen Optimierungsansatz wird das Energiesystem durch lineare Gleichungen mathematisch beschrieben und hinsichtlich einer Zielfunktion optimiert. In den Fällen, in denen eine kostenoptimale Lösung gesucht wird, beschreibt die Zielfunktion die gesamten Kosten des Energiesystems im betrachteten Zeitraum. Durch Angabe von Rahmenbedingungen lassen sich dann unterschiedliche Fragestellungen formulieren, beispielsweise die kostengünstigste Umsetzung von Treibhausgasminderungszielen, die kostenoptimale Beschaffungsplanung von Energieversorgungsunternehmen unter Einhaltung technischer und ökologischer Restriktionen.

Vorgegeben werden bei der Optimierung in der Regel der anfängliche Anlagenbestand, die zukünftige Entwicklung der Einstandspreise und der Energienachfrage sowie die die Technologien und Güter charakterisierenden Parameter. Als Ergebnis des Optimierungsverfahrens erhält man die Ausgestaltung des Technologiebestands, d. h. Art und Umfang der Technologien, und den benötigten Energieeinsatz, differenziert nach Energieträgern. Es ist zu beachten, dass davon ausgegangen wird, dass die zukünftige Entwicklung der Rahmenannahmen (Energiepreise, Energienachfrage) vollständig bekannt ist (vollständige Voraussicht). Da die Ergebnisse der linearen Optimierung unter Umständen aber sehr sensitiv gegenüber diesen Annahmen sein können, sind Szenariorechnungen bzw. Sensitivitätsanalysen, die verschiedene zukünftige Entwicklungen beschreiben, notwendig, um eine Bandbreite von möglichen Lösungen bzw. zu erwartenden Kosten aufzuzeigen. Alternativ könnte in TIMES die Option der stochastischen Programmierung integriert werden, um bereits in den Modellsimulationen die Unsicherheiten bei einzelnen Modellparametern zu berücksichtigen. Diese Option ist derzeit jedoch noch nicht umgesetzt.

Zu den Charakteristika des mit TIMES verwirklichten Modellansatzes zählen:

- prozessorientierte Abbildung des Referenzenergiesystems,
- beliebige Anzahl von Prozessen,
- flexible Prozessmodellierung durch güter- und prozessspezifische Wirkungsgrade,
- beliebige Anzahl von Perioden und variable Periodenlängen,
- beliebige unterjährig zeitliche Auflösung auf bis zu drei Zeitsegmentebenen,
- Verwendung von Austauschprozessen zwischen Regionen zur Kopplung regionaler Modelle und zur Modellierung von Handelsvorgängen zwischen Regionen, wie z. B. Strom- oder CO₂-Emissionszertifikatehandel,
- Differenzierung innerhalb einer Technologie durch Spezifizierung des Baujahres,
- Option zur Verwendung preiselastischer Nachfragekurven,

- Möglichkeit zur Formulierung stochastischer Optimierungsprobleme,
- detaillierte Darstellung von Investitions- und Stilllegungsmaßnahmen in der Zielfunktion.

Einige der zentralen Eigenschaften von TIMES sollen im folgenden kurz erläutert werden.

Zeitliche Auflösung

Der Modellzeitraum besteht in der Regel aus mehreren Jahrzehnten, die in Perioden unterteilt werden. Die Anzahl und Dauer der Perioden kann vom Benutzer beliebig gewählt werden. Die Modellgrößen repräsentieren hierbei jährliche Durchschnittswerte der betrachteten Periode. Dieses Durchschnittsjahr lässt sich zeitlich weiter in beliebig viele Zeitsegmente auf bis zu drei Zeitsegmentebenen (saisonal, wöchentlich, täglich) aufteilen, um so z. B. jahreszeitliche Schwankungen im Energiebedarf (z. B. Lastkurven der Stromnachfrage) abbilden zu können. Die einzelnen Prozesse und Güter im Modell können dabei auf jeweils unterschiedlichen Zeitsegmentebenen modelliert werden.

Berücksichtigung der Altersstruktur

Vielfach haben die die Prozesse beschreibenden Gleichungen und Attribute nur die Periode als Zeitindex, was bedeutet, dass die gesamte in dieser Periode existierende Kapazität einer bestimmten Technologie beispielsweise durch denselben Wirkungsgrad beschrieben wird. Dabei wird jedoch vernachlässigt, dass Anlagen älteren Baujahres häufig einen geringeren Wirkungsgrad als Neuanlagen aufweisen. In der mathematischen Formulierung des TIMES Modells werden daher die Prozessgleichungen um einen die Zubauperiode beschreibenden Index ergänzt. Hiermit lässt sich der vorhandene Anlagenbestand einer Technologie unter Berücksichtigung seiner Altersstruktur differenzieren. Diese Unterscheidung der Technologien nach Baujahr ist nicht auf im Modellzeitraum zugebaute Anlagen beschränkt, sondern kann auch auf bereits bestehende Anlagen angewandt werden.

Regionale Disaggregation

Ein TIMES Modell kann sich aus verschiedenen Regionen zusammensetzen. Die verschiedenen Modellregionen sind durch regionale Austauschprozesse miteinander verbunden, die zur Abbildung abstrakter Handelsvorgänge, wie Emissionszertifikatshandel, oder zur Beschreibung physischer Transportleitungen, wie das Stromnetz, verwendet werden können (vgl. Abbildung 38). Gerade diese Option, die seitens TIMES angeboten wird, ist für die hier vorgenommene Modellentwicklung von besonderer Bedeutung und Relevanz.

Zielfunktion

Das Optimierungsziel in TIMES besteht in der Minimierung der auf ein Basisjahr abdiskontierten jährlichen Kosten. Als Kostenterme gehen dabei Investitionen, fixe und variable Betriebskosten, Bewachungs- und Stilllegungskosten sowie ggfs. Steuern in die Zielfunktion ein. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, Exporterlöse und Subventionen als Gutschrift in der Zielfunktion zu berücksichtigen.

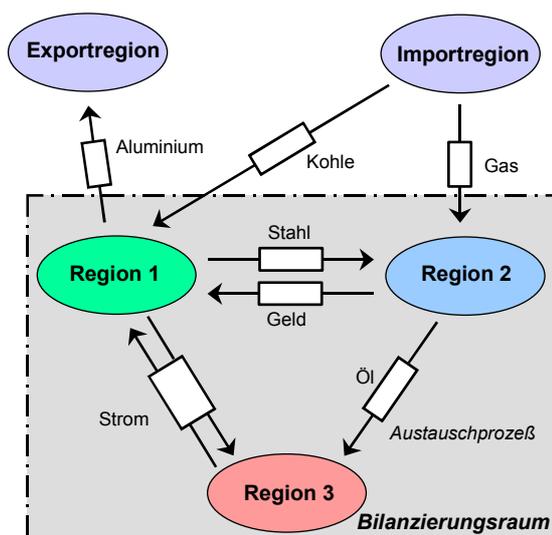


Abbildung 38: Austausch von Gütern zwischen Regionen

Weiterhin kann zwischen einer allgemeinen und einer sektorspezifischen Diskontrate, die widerspiegelt, dass z. B. private Haushalte eine andere Erwartung an die Amortisierung einer Investition als Industriebetriebe stellen, unterschieden werden. Schließlich kann noch eine von der technischen Lebensdauer abweichende Abschreibungsdauer spezifiziert werden.

Einer Investition, deren Lebensdauer über das Ende des Modellzeitraums hinausgeht, wird ein Restwert für den ungenutzten Teil der technischen Lebensdauer zugewiesen. Der Restwert erscheint als Gutschrift in der Zielfunktion, während gleichzeitig auch die über den Modellzeitraum hinausgehenden annuisierten Investitionen als Kosten in der Zielfunktion erscheinen. Stimmen technische Lebensdauer und Abschreibungsdauer sowie allgemeine und sektorspezifische Diskontrate überein, heben sich diese Kosten und der Restwert gegenseitig auf. Ist die Abschreibungsdauer bspw. jedoch kürzer als die Lebensdauer, übersteigt der Restwert die nach dem Ende des Modellzeitraums anfallenden Kosten, so dass im Saldo dieser beiden Terme eine Gutschrift in der Zielfunktion erscheint. Bei einer reinen Betrachtung der nur innerhalb des Modellzeitraums anfallenden Kosten würde die Investition dagegen im Vergleich zu anderen Versorgungsoptionen, wie dem Stromimport, durch die Vernachlässigung des Restwertes verteuert.

Bei der Behandlung von Investitionen werden in der Zielfunktion abhängig von der Länge der Bauzeit und abhängig von dem Verhältnis der Lebens- zur Periodendauer verschiedene Investitionsfälle unterschieden. Dabei handelt es sich zum einen um Investitionen von Technologien mit einer sehr kurzen oder keiner relevanten Bauzeit, wie z. B. Kraftfahrzeuge, und zum anderen um Investitionen mit einer relevanten Bauzeit, wie z. B. dem Bau eines Kraftwerkes. Im ersten Fall wird in der Zielfunktion berücksichtigt, dass sich beispielsweise der Fahrzeugbestand nicht schlagartig sondern kontinuierlich ändert. Die Investitionssumme wird daher gleichmäßig über einen gewissen Zeitraum verteilt. Bei Investitionen, die in die zweite Kategorie fallen, wird der Tatsache Rechnung getragen, dass die Abschreibung der Investitionssumme nicht erst mit der Inbetriebnahme sondern schon während der Bauphase beginnt. Hierzu nimmt man im Modell an, dass die Gesamtinvestition in Einzelinvestitionen aufgeteilt und auf die Baujahre verteilt wird. Diese Einzelinvestitionen werden wiederum über der technischen Lebensdauer abgeschrieben. Durch diese Verteilung der Investition auf die Bauzeit sowie der separaten Annuisierung dieser Einzelinvestitionen wird ein mehr der Realität entsprechender Kostenverlauf erreicht (vgl. Abbildung 39).

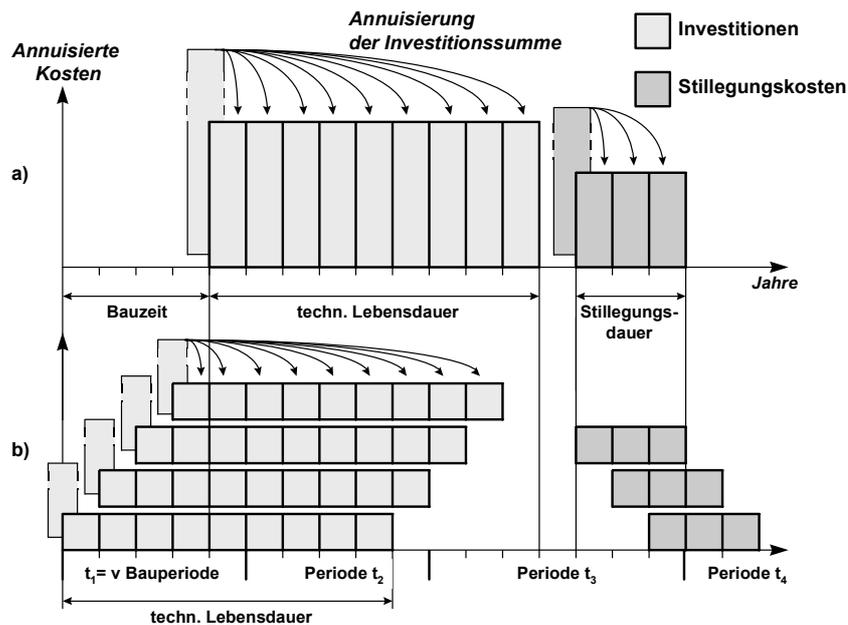


Abbildung 39: Ermittlung der annuisierten Investitionen in TIMES (b) im Vergleich zu bisherigen Ansätzen (a)

4.2 Modelltopologie und datentechnische Fundierung

Im Folgenden werden die zugrunde gelegte Modelltopologie, also die regionale und zeitliche Modellstruktur, und die unterstellten technisch-ökonomischen Daten näher erläutert.

Referenzenergiesystem

Die Beschreibung der sektoralen Modellaggregation erfolgt in TIMES in Form von Referenzenergiesystemen (RES). Das RES dient dabei als Referenz für die Anordnung aller Prozesse und Güter (Energieträger), deren heutiger oder zukünftiger Einsatz mit dem Modell untersucht werden soll. Im RES werden nur qualitative Zusammenhänge dargestellt, d. h., es werden noch keine zahlenmäßigen und funktionalen Beziehungen angegeben. Das graphische Modell beinhaltet jedoch eine zeitliche Komponente, da es schon Zukunftsoptionen enthält.

Da die im Rahmen des Vorhabens analysierten nationalen Versorgungssysteme während monopolistischer Marktstrukturen und unter unterschiedlicher staatlicher Einflussnahme sowie bei voneinander abweichenden Bedarfsstrukturen entstanden sind, weisen sie deutliche Unterschiede hinsichtlich ihrer Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen auf, was zu unterschiedlichen Grenzkosten der Energiebereitstellung und somit zum verstärkten Energiehandel führen kann. Des Weiteren können unterschiedliche umwelt- und energiepolitische Rahmenvorgaben in verschiedenen Ländern verstärkte Energieimporte bzw. -exporte zur Folge haben. Beispielsweise werden aufgrund des Kernenergieausstiegs in der Bundesrepublik Deutschland innerhalb weniger Jahre bedeutende Kraftwerkskapazitäten vom Netz gehen und es scheint fraglich, ob diese Kapazitäten ausschließlich durch neu zu errichtende Kraftwerke im Inland ersetzt werden.

Das vor diesem Hintergrund mit dem Modellgenerator TIMES entwickelte Energiesystemmodell *TIMES-ES* ist ein technisch-orientiertes Modell, das derzeit die Energiewirtschaft Deutschlands und seiner Anrainerstaaten Niederlande, Belgien, Luxemburg, Frankreich, Schweiz, Österreich, Tschechien, Polen, Schweden und Dänemark detailliert für den Zeitraum von 2000 bis 2030 abbildet. Innerhalb eines Betrachtungszeitpunktes wird das Jahr in 5 Typtage differenziert, wobei jeder dieser Typtage sich wiederum aus fünf zeitlichen Teilssegmenten zusammensetzt. Des Weiteren verfolgt das Modell einen Ansatz der perfekten Voraussicht (perfect foresight), der im Vergleich zu myopischen Modellansätzen zu teilweise unterschiedlichen Ergebnissen führen kann. Perfekte Voraussicht bedeutet, dass den Marktteilnehmern zu jedem Zeitpunkt alle zukünftigen Entwicklungen innerhalb des Betrachtungszeitraums als bekannt vorausgesetzt werden. Bei myopischen Ansätzen wird die Investitionsentscheidung hingegen nur auf Basis der Daten eines begrenzten, als mit Sicherheit voraussehbar angenommenen Zeitraums getroffen. Ein Perfect-foresight-Ansatz verhindert daher sunk-costs, die sich in einem myopischen Ansatz kaum vermeiden lassen. Ein weiterer, wichtiger Aspekt des hier unterstellten (Des-)Investitionsverhaltens ist die fehlende Trägheit der Entscheidungsumsetzung.

Als Optimalitätskriterium wird unterstellt, dass im Sinne eines vollständigen Wettbewerbs auf dem europäischen Strommarkt und den übrigen Teilmärkten die über die gesamte betrachtete Region aufsummierten Kosten minimiert werden sollen. Um eine gesamtwirt-

schaftliche Betrachtung zu simulieren, die für die Frage der effizienten Emissionsminderung angemessen erscheint, wird eine reale Diskontrate von 4 % unterstellt, mit der sich die Investitionen zu amortisieren haben. Abgesehen von technischen Restriktionen der Anlagen, erfolgt die Einsatzentscheidung auf Basis der hinterlegten ökonomischen Größen. Durch Kopplung der verschiedenen Regionen ergibt sich ein interregionales Wettbewerbsgefüge, das immer dann zu einem Energieaustausch im System führt, wenn die Differenz in den Grenzkosten der Bedarfsdeckung eines bestimmten Lastbereichs zu einem bestimmten Zeitpunkt größer ist als die Summe aus Übertragungskosten und monetarisierten Übertragungsverlusten, ggfs. zuzüglich einer Monetarisierung der Umweltschutzanforderungen. Für den im Modell nachgebildeten Energiemarkt ergeben sich hieraus sowohl intra- als auch interregionale Wettbewerbsbeziehungen.

In dem mit TIMES abgebildeten Modell für die ausgewählten europäischen Länder (vgl. Abbildung 40) wird das gesamte Energiesystem in Abhängigkeit von der vorzugebenden Nachfrage nach Nutzenergie bzw. Energiedienstleistungen bis zur Primärenergie abgebildet.

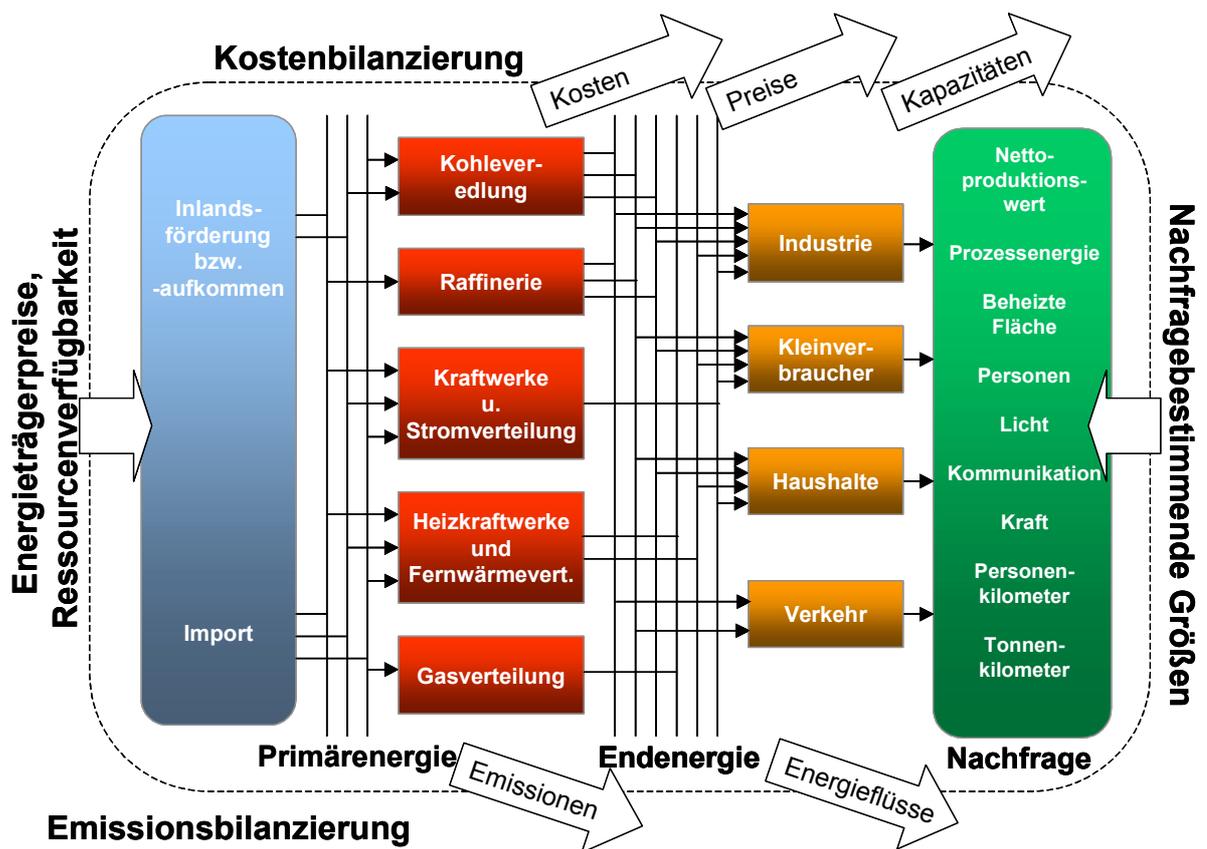


Abbildung 40: Grundstruktur des Energie-Emissions-Modells

Innerhalb des Modells werden sowohl die Förderung, die Aufbereitung, die Umwandlung, der Transport, die Verteilung und der Endverbrauch aller nutzbaren Energieträger als auch alle wesentlichen derzeit genutzten Techniken zur Wandlung und Nutzung dieser Ener-

gieträger betrachtet. Ebenso werden Optionen zur Verbesserung der Wirkungsgrade dieser Techniken, einschließlich der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme, Möglichkeiten zur Energieeinsparung bei den Endverbrauchern, dargestellt als Einspartechnologien, und ein großes Bündel zukünftiger, heute bereits bekannter Möglichkeiten zur Energiebereitstellung, Energienutzung und Energieeinsparung, wie z. B. alternative Kraftstoffe und Antriebe im Verkehr, im Modell TIMES-ES modelliert. Transport- und Verteilungsverbindungen zwischen den Subsystemen gewährleisten die Berücksichtigung von damit verbundenen Kosten und Verlusten.

Für das Energiesystem wird in der Regel zunächst eine Hauptsektorientierung nach Energiewirtschaftszweigen und Energieverbrauchergruppen vorgenommen. In der vorliegenden Studie erfolgt eine Aufschlüsselung der Nachfrage in TIMES-ES in Anlehnung an die Arbeiten für Deutschland in folgender Struktur: Haushalte – Ein- und Zweifamilienhäuser in drei Altersklassen (Raumwärme, Warmwasser) – Mehrfamilienhäuser in drei Altersklassen (Raumwärme, Warmwasser) – Sonstiger Strombedarf; Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) – Raumwärmeintensive Sektoren (Raumwärme, Prozesswärme und Warmwasser, Sonstiger Strombedarf) – Prozessenergieintensive Sektoren (Landwirtschaft, Baugewerbe, Handwerk/Kleinindustrie, Mobiler Kraftbedarf); Verkehr – Personenverkehr (Nahverkehr, Fernverkehr) – Güterverkehr (Nah- und Fernverkehr); Industrie – Eisen und Stahl – NE-Metalle – Steine und Erden, sonstiger Bergbau – Chemische Industrie – Papiergewerbe – Sonstige Wirtschaftszweige.

Die Umwandlungssektoren werden in TIMES-ES jeweils in folgende Bereiche unterschieden: Öffentliche Stromversorgung, Öffentliche Heizwerke und Heizkraftwerke, Industrielle Dampf- und Stromerzeugung; Raffinerie, Import und Transport von Raffinerieprodukten; Konventionelle Kohlaufbereitung, Kohleveredelung; Gasversorgung; Erneuerbare Energiequellen; Wasserstoff; Nichtenergetischer Verbrauch. Des Weiteren ist von Bedeutung, dass für den Transport der Primärenergieträger zu den Kraftwerken jeweils entsprechende Transportprozesse modelliert sind, die sowohl über Kosten- sowie ggf. auch über Transportverluste charakterisiert sind. Bei der Steinkohle wird dabei zwischen küstennaher und küstenferner Verstromung (Schiffs-/Bahntransport) differenziert. Beim Erdgas ergeben sich die Transportkosten entsprechend der vorhandenen und zusätzlich benötigten Netzkapazitäten und den damit einhergehenden Kosten unter Berücksichtigung der Entwicklung des Gasverbrauchs in den übrigen Sektoren.

Im Kraftwerksbereich sind die einzelnen existierenden Kraftwerksblöcke in repräsentative Kraftwerksgruppen zusammengefasst, strukturiert nach Leistungsgröße, Baualter und Feuerungsart. Als Zubauoptionen werden je Brennstoff ebenfalls unterschiedliche Leistungsklassen differenziert, ebenso werden reine Kondensationskraftwerke und KWK-Anlagen unterschieden, die in einer Technologiedatenbank hinterlegt sind. Die Stromerzeugung aus

Windenergie wird sowohl offshore als auch onshore entsprechend der Windgeschwindigkeitsverteilung in unterschiedliche Klassen eingeteilt, die Photovoltaik kann sowohl auf Freiflächen als auch auf Dachflächen jeweils mit zwei unterschiedlichen Technologien zum Einsatz kommen. Die in der Technologiedatenbank enthaltenen Daten berücksichtigen sowohl den technologischen Fortschritt als auch angenommene Preisentwicklungen im Kraftwerkmarkt. Mit der zeitlichen Differenzierung der Technologiedaten wird auch datenseitig die dynamische Betrachtungsweise des Modells unterstützt. Zusätzlich besteht im Modell auch die Möglichkeit, bestehende Kraftwerke durch effizienzsteigernde Maßnahmen oder lebensdauererweiternde Maßnahmen in ihrer ökonomischen Einordnung zu verändern. Die Grundstruktur der Modellierung des Kraftwerksparks einer Region zeigt Abbildung 42.

Das Modell setzt sich damit aus den Erzeugungs-, Transport- und Verteilungs- sowie Anwendungstechnologien in 10 einzelnen Regionen zusammen, wobei die Regionen u. a. über die modellierten Kuppelstellen im Stromsektor (vgl. Abbildung 41) miteinander verbunden sind.

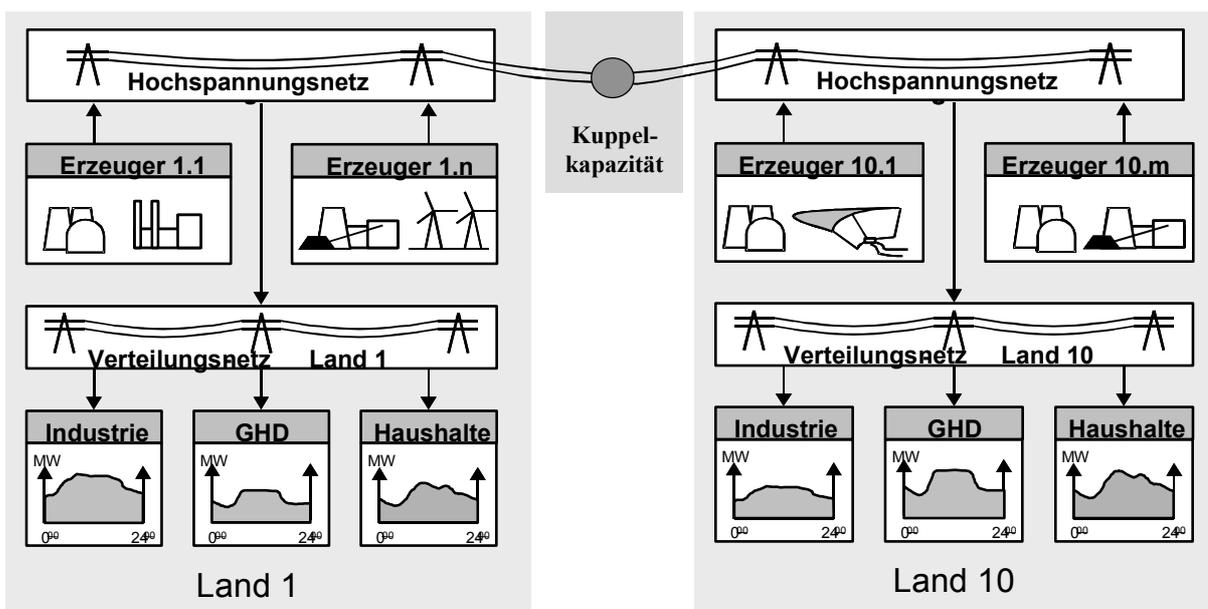


Abbildung 41: Schema der regionalen Verknüpfung der einzelnen Stromerzeugungssysteme

Die unterschiedlichen Rahmenbedingungen der verschiedenen Regionen werden anhand regional differenzierter Größen wie Brennstoffpreisen, Potenzialen erneuerbarer Energieträger und für die jeweilige Region charakteristischen Lastkurven der verschiedenen Kundengruppen (Haushalte, Gewerbe, energieintensive und energieextensive Industrie, Landwirtschaft, Verkehr) erfasst. Neben den Energieflüssen werden dabei auch die energiebedingten Treibhausgasemissionen und Emissionen sonstiger Luftschadstoffe modelliert, so dass es

möglich ist, für das europäische Energiesystem auch Möglichkeiten eines Emissionshandels bzw. einer gemeinsamen Reduktion von Schadstoffemissionen zu betrachten.

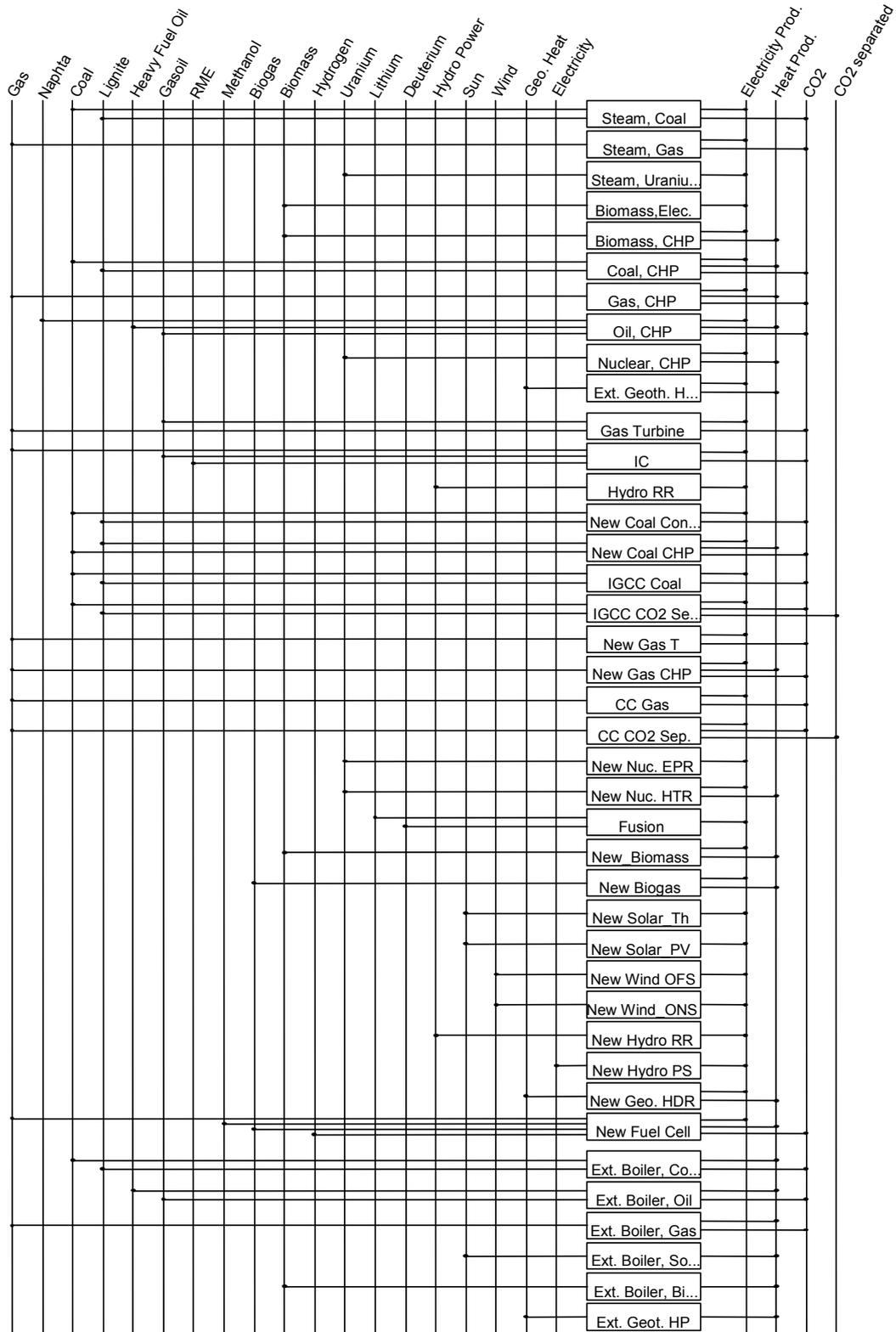


Abbildung 42: Modellierter Struktur des Stromerzeugungssystems einer Region

Datentechnische Fundierung

Neben den strukturellen Informationen, die sich im RES äußern, werden weitere quantitative Informationen in Form von Zeitreihen von Attributen (bspw. Entwicklung des Wirkungsgrades eines Kraftwerkstyps) eingegeben. Vorgegeben werden bei der Optimierung in der Regel der anfängliche Anlagenbestand im Ausgangszustand, die zukünftige Entwicklung der Einstandspreise, der energie- und umweltpolitischen Rahmenbedingungen und der Energienachfrage sowie die die Technologien und Güter charakterisierenden Parameter. Ein Großteil dieser quantitativen Informationen zu den (Zukunfts-)Techniken stammt aus den Arbeiten des IKARUS-Projektes im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) [Brie03]. Diese werden mit Informationen aus anderen Untersuchungen, wie z. B. [Krüg02], [AGFW01], ergänzt. Die zusätzlich benötigten Informationen zur Entwicklung der jeweiligen Nachfragegrößen, zu den energiepolitischen Rahmenbedingungen und zur Entwicklung der Preise für die Eingangsgüter (in der Regel die Grenzübergangswerte) sind ebenfalls für die Szenariorechnungen vorgegeben. Wesentliche Grundlage für die Entwicklung der Energienachfrage sind die Studien der Internationalen Energieagentur [IEAE02], von Eurelectric [Eure02] und von der Europäischen Kommission im Rahmen der neuesten Studie zu den Trends im Energie- und Verkehrssektor [EC03]. Darauf aufbauend wurden die Potenziale zur Energieeinsparung und Brennstoffsubstitution anhand der Studie „Top-down Analysis of Greenhouse Gas Emission Reduction Possibilities in the EU“ [Capr01] ermittelt.

Die resultierende Nachfrage wird im Umwandlungsbereich durch die bestehende Kraftwerke gedeckt, die auf der Basis der IER-internen Kraftwerksbestands-Datenbank, die den gesamten europäischen Park auf der Ebene einzelner Blöcke umfasst, in die Technikgruppen des Modells TIMES-ES aggregiert sind. Hinzukommen die Optionen des Neubaus von Kraftwerken und eines Ausbaus der erneuerbaren Energien. Für die Kraftwerke ist beispielhaft in Tabelle 7 und Tabelle 8 für ausgewählte Referenztechniken der Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung die Entwicklung charakteristischer Größen gemäß der Aktualisierung der IKARUS-Datenbank dargestellt.

Eine weitere interessante Option zur Deckung des Energiebedarfs in Europa stellen die erneuerbaren Energiequellen dar. Deren Potenziale wurden auf der Basis der Arbeiten der REBUS-Studie [Voog01] für die einzelnen betrachteten Länder ermittelt. Abbildung 43 zeigt das technische Potenzial der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Zeitablauf, differenziert nach den einzelnen technischen Optionen und nach den unterschiedlichen betrachteten Regionen. Es wird deutlich, dass im Vergleich mit dem realisierten Iststand im Jahr 2000 hier noch ein großes Ausbaupotenzial vorhanden ist, das in den nächsten Jahren für die Energieversorgung in Europa erschlossen werden kann. Wesentlich hierfür sind neben der Wasserkraft insbesondere die Wind-Offshore-Erzeugung und die Biomassenutzung.

Tabelle 7: Technisch ökonomische Daten von Stromerzeugungsanlagen

	Einheit	2000	2010	2020	2030
Steinkohle- Kondensations-KW					
Kapazität	MW _{el}	800	800	800	800
Eta	%	46	47	50	52
spez. Investitionskosten 1)	Euro/kW _{el}	870	865	880	870
Braunkohle - Kondensations-KW					
Kapazität	MW _{el}	965	1050	1050	1050
Eta	%	44,5	45	50	50
spez. Investitionskosten 1)	Euro/kW _{el}	1175	920	930	920
Erdgas GuD					
Kapazität	MW _{el}	400	500	500	500
Eta	%	57,5	60	62	63
spez. Investitionskosten 1)	Euro/kW _{el}	460	435	430	425
PV Kraftwerk					
Modulleistung (DC, STC)	kW _p	26,1	24,7	23,4	22,3
spez. Investitionskosten 1)	Euro/kW _p	6900	5285	4135	3526
Windenergiekonverter (Onshore)					
Leistung	kW _p	1500	2000	2500	2500
WEA-Herstellungskosten	Euro/kW _p	1025	900	800	760
spez. Investitionskosten 1)	Euro/kW _p	1300	1155	1050	1005
Windenergiekonverter (Offshore)					
Leistung	kW _p		3000	5000	5000
WEA-Herstellungskosten	Euro/kW _p		960-1020	850	810
spez. Investitionskosten 1)	Euro/kW _p		1640-1960	1540-1680	1470-1610

¹⁾ spez. Investitionskosten mit Bauherren-Eigenleistung; ohne Zinsen

Tabelle 8: Technisch ökonomische Daten von KWK Anlagen

		2000	2010	2020	2030
Erdgas-Entnahmekondensations-KWK					
max. el. Kapazität	MW	200	200	200	200
max. el. Wirkungsgrad	%	54	56	58	59
max. Wärmeauskopplung el.					
Wirkungsgrad	%	45	45	46	47
max. Wärmeauskopplung therm.					
Wirkungsgrad	%	44	44	43	42
spez. Investitionskosten 1)	Euro/kW _{el}	615	583	552	522
Steinkohle-Entnahmekondensations-KWK					
max. el. Kapazität	MW	500	500	500	500
max. el. Wirkungsgrad	%	42,5	44	45	46
max. Wärmeauskopplung el.					
Wirkungsgrad	%	35	35	36	37
max. Wärmeauskopplung therm.					
Wirkungsgrad	%	53	53	52	51
spez. Investitionskosten 1)	Euro/kW _{el}	1110	1104	1099	1094
Erdgas GuD-Gegendruck-KWK					
el. Kapazität	MW	200	200	200	200
el. Wirkungsgrad	%	45	45,5	46	46,5
therm. Wirkungsgrad	%	45	44	44	43,5
spez. Investitionskosten 1)	Euro/kW _{el}	562	511	486	455
Steinkohle-Gegendruck-KWK					
el. Kapazität	MW	200	200	200	200
el. Wirkungsgrad	%	35	36	37	38
therm. Wirkungsgrad	%	50	51	51	51
spez. Investitionskosten 1)	Euro/kW _{el}	1227	1222	1217	1212

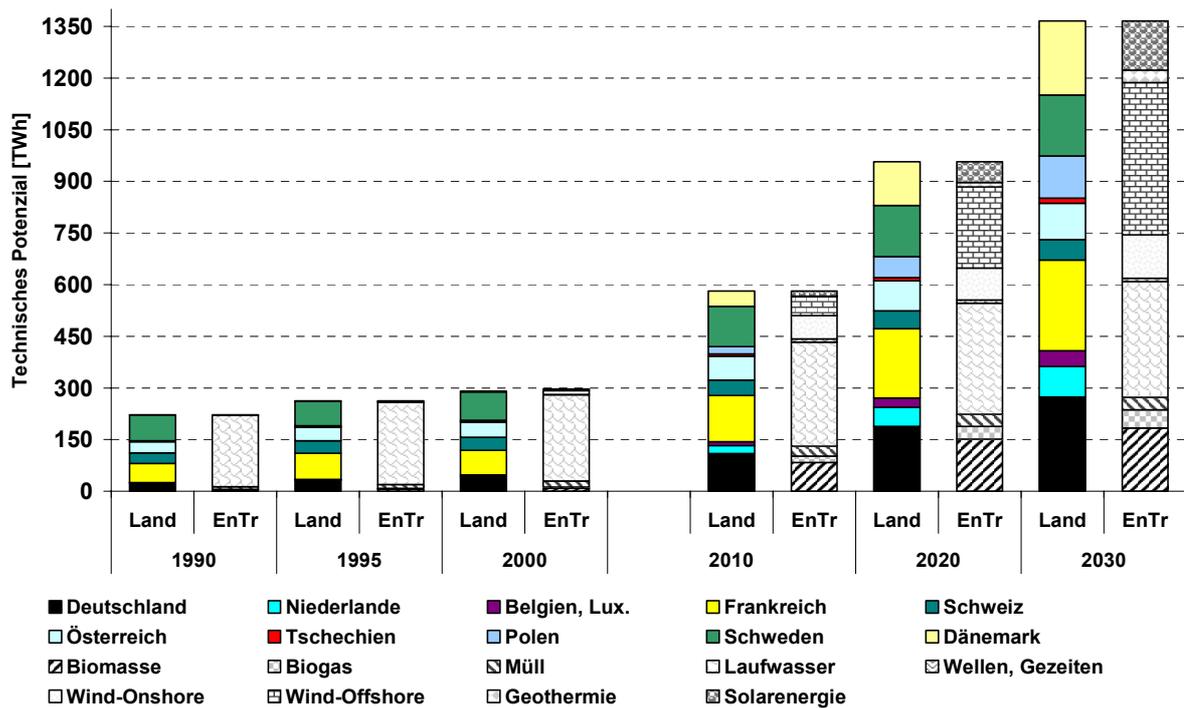


Abbildung 43: Technisches Potenzial der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in den betrachteten 10 europäischen Regionen

Die in Abschnitt 6 beschriebenen Modellanalysen zur Analyse der Emissionsminderung im Energiesektor unter Berücksichtigung externer Effekte werden unter einem gesamtwirtschaftlichem Blickwinkel angestellt. Das bedeutet, dass bei der Ermittlung der kostengünstigsten Möglichkeit der Schadstoffreduktion indirekte Steuern (z. B. Mineralölsteuer, Öko-Steuer) und Subventionen keine Rolle spielen. Durch sie werden “lediglich” die individuellen einzelwirtschaftlichen Kostenkalküle beeinflusst, gesamtwirtschaftlich bewirken sie “lediglich” eine Umverteilung zwischen den Marktteilnehmern bzw. dem Staat. Die Preise für die Energieträger auf dem Weltmarkt sind dabei über alle Szenarien unverändert nach den Ergebnissen der Kopplung des LOPEX-Modells mit NEWAGE (vgl. Abschnitt 3) vorgegeben. Im Sinne der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung wird als Abschreibungszeitraum die jeweilige technische Nutzungsdauer verwendet bei einem vorgegebenen realen Diskontsatz von 4 %.

In der vorliegenden Anwendung für die europäischen Länder wird in TIMES-ES das Jahr 1995 als Basisjahr verwendet. Das erste Modelljahr ist das Jahr 2000, das auch als Grundlage für die Kalibrierung des Modells verwendet wurde. Dies bedeutet, dass das Modell für das Jahr 2000 als Ergebnis nahezu exakt die Energiebilanzen der Länder ausweist. Weitere Betrachtungsjahre sind 2005, 2010, 2015, 2020, 2025 und 2030. Neben den direkten Treibhausgasen (CO_2 , CH_4 , N_2O) werden auch weitere Schadstoffe im Modell bilanziert: SO_2 , NO_x , NMVOC, CO, Staub sowie NH_3 .

4.3 Referenzszenario

Für die Gestaltung des Referenzszenarios wurden Informationen der International Energy Agency [IEAE02], von Eurelectric [Eure02] und aus dem „Energy Outlook“ der Europäischen Kommission [EC03] sowie für Deutschland die Arbeiten der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ [PRIW01] verwendet.

Unter den damit vorgegebenen Annahmen zur Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung und der daraus abgeleiteten Entwicklung der nachfragebestimmenden Größen steigt der Endenergieverbrauch in Europa-10 (Deutschland (D)) aufgrund des steigenden Bruttoinlandsproduktes und durch erhöhtes Verkehrsaufkommen langfristig über das heutige Niveau. Der Endenergieverbrauch steigt von 26160 PJ (D: 9197 PJ) im Jahr 2000 um 3,4 % (D: 2,1 %) auf über 27040 PJ (D: 9380 PJ) im Jahr 2030 an (vgl. Tabelle 9).

Tabelle 9: Endenergieverbrauch nach Energieträgern und nach Sektoren in Europa-10 und in Deutschland in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Europa-10									
Steinkohle	2760,4	2172,9	1553,0	1381,4	1248,2	1184,2	1114,3	1121,1	719,7
Braunkohle	851,0	208,7	110,4	112,7	90,7	78,9	77,5	72,2	49,3
Mineralöle	10689,2	11342,1	11640,2	11683,4	11474,1	11253,6	11082,2	10656,5	10391,3
Gase	4884,5	5750,2	6108,0	6662,8	6818,6	7000,7	7081,2	7086,0	7042,5
Strom	4129,5	4402,2	4748,8	5073,5	5317,9	5531,9	5728,3	5898,9	6068,1
Fernwärme	1259,3	1140,7	1032,6	1047,1	1078,9	1057,9	1066,0	1065,2	1167,6
Biomasse	681,8	844,3	945,0	1022,3	1090,0	1207,4	1319,5	1335,8	1460,1
Solar, Umgeb.	2,9	10,7	21,4	33,2	46,4	53,5	76,1	87,4	98,2
Sonstige	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	14,5	28,8	43,4
Summe	25258,7	25871,8	26159,5	27016,5	27164,8	27371,3	27559,6	27352,0	27040,2
Industrie	8470,9	7887,1	7862,8	7237,2	7293,3	7260,8	7261,9	7246,0	7223,1
Landwirtschaft	722,6	821,5	754,0	732,4	681,9	621,8	568,5	512,8	461,5
GHD	3487,3	3424,4	3483,4	3879,9	4020,6	4120,7	4224,4	4308,9	4349,4
Haushalte	6348,7	6982,5	6626,3	7752,1	7600,4	7806,4	8043,5	7918,4	7718,6
Verkehr	6229,1	6756,4	7433,1	7414,9	7568,6	7561,6	7461,2	7365,9	7287,5
Deutschland									
Steinkohle	740,4	470,0	410,0	421,9	367,6	355,2	337,8	332,0	328,1
Braunkohle	774,2	159,0	77,0	73,7	56,0	47,5	46,6	41,2	40,2
Mineralöle	4115,1	4338,0	4083,0	4301,1	4158,9	4018,3	3952,0	3778,8	3667,4
Gase	1870,0	2263,0	2378,0	2592,7	2681,4	2762,4	2769,0	2806,6	2760,2
Strom	1607,4	1649,0	1729,0	1820,4	1849,4	1879,4	1891,7	1899,1	1904,9
Fernwärme	383,0	366,0	334,0	326,3	340,7	347,3	359,2	354,7	366,1
Biomasse	86,0	103,0	173,0	185,6	223,8	227,8	240,3	248,6	256,8
Solar, Umgeb.	0,0	9,0	13,0	21,5	28,6	31,5	39,3	43,2	47,1
Sonstige	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	5,4	10,5	15,7
Summe	9576,2	9357,0	9197,0	9743,2	9706,3	9670,7	9641,2	9514,8	9386,7
Industrie	2977,0	2474,0	2430,0	2479,1	2510,9	2510,0	2509,0	2512,0	2514,1
Landwirtschaft	129,0	113,0	115,1	109,3	103,4	95,6	87,7	80,7	73,7
GHD	1573,0	1501,0	1356,9	1409,5	1411,8	1411,4	1421,4	1435,3	1449,6
Haushalte	2383,0	2655,0	2550,0	2962,3	2842,4	2847,5	2866,4	2792,8	2710,3
Verkehr	2514,2	2614,0	2745,0	2783,0	2837,8	2806,2	2756,6	2693,9	2639,0

Diese Gesamtentwicklung des Endenergieverbrauchs in Europa-10 ergibt sich aus starken Zuwächsen im Kleinverbrauch (GHD) und leichteren Zuwächsen bei den Haushalten sowie rückläufigen Entwicklungen in der Industrie, im Verkehr und in der Landwirtschaft, worin sich die unterschiedlichen ökonomischen und demographischen Entwicklungsstände der betrachteten 10 Länder widerspiegeln.

In der Industrie sinkt der spezifische Energieverbrauch, bezogen auf die reale Bruttowertschöpfung, bis 2030 um 58 % (D: 52 %) gegenüber dem Wert im Jahr 2000. Darin schlagen sich nicht nur technische Effizienzverbesserungen – vor allem in den osteuropäischen Staaten – und ein wachsender Stromanteil, sondern auch der inter- und intra-industrielle Strukturwandel hin zu weniger energieintensiven Branchen und Erzeugnissen, nieder. Damit kann in der Industrie eine Reduktion des Endenergieverbrauchs bis 2030 von etwa 8 % (D: Steigerung um 3 %) gegenüber 2000 erreicht werden.

Im Verkehrssektor sinkt der Endenergieverbrauch trotz der stark steigenden Verkehrsleistung moderat auf ca. 7288 PJ (D: 2639 PJ) in 2030 ab (– 2 % (D: – 4 %) gegenüber 2000). Wesentlich hierfür ist die unterstellte Umsetzung der freiwilligen Selbstverpflichtungen der deutschen und der europäischen Automobilindustrie und auch nach 2010 werden weitere Reduktionen der spezifischen Kraftstoffverbräuche unterstellt. Zusätzlich kommt darin auch die Entwicklung der Bevölkerung zum Ausdruck.

Eine wesentliche Entwicklung im Verkehrsbereich ist die stärkere Verwendung von Dieselfahrzeugen zu Lasten der Fahrzeuge mit Ottomotoren. Alternative Kraftstoffe können im Zuge der Umsetzung der europäischen Richtlinie zunächst ihren Beitrag deutlich steigern, sie spielen absolut gesehen aber auch noch am Ende des Betrachtungszeitraumes nur eine nachgeordnete Rolle. Mineralölstämmige Kraftstoffe behalten ihre dominierende Stellung. Sie decken im Jahr 2030 in Europa-10 noch 94 % (D: 93 %) (heute 98 % (D: 98 %)) des Endenergiebedarfs des Verkehrs.

Der sinkende Kraftstoffverbrauch des Straßenverkehrs und ein rückläufiger Heizölverbrauch bei den privaten Haushalten und der Industrie führen dazu, dass die Verwendung von Mineralölprodukten insgesamt deutlich zurückgeht. Ihr Anteil am gesamten Endenergieverbrauch in Europa-10 sinkt von etwa 44 % (D: 44 %) im Jahr 2000 auf rund 38 % (D: 39 %) im Jahr 2030 (siehe Tabelle 9). Gase steigern ihren Anteil geringfügig von über 23 % (D: 26 %) auf gut 26 % (D: 29 %). Die Kohlen verlieren weiter an Bedeutung und tragen im Jahr 2030 nur noch mit etwa knapp 3 % (D: 4 %) zum Endenergieverbrauch in Europa-10 bei (2000: 6,4 % (D: 5,3 %)).

Die Nah- und Fernwärme weist im Basisszenario einen zunächst konstanten und dann wiederum leicht steigenden Beitrag zur Deckung der Endenergienachfrage auf. Der Beitrag steigt von 3,9 % (D: 3,6 %) im Jahr 2000 auf ca. 4,3 % (D: 3,9 %) im Jahr 2030. Im Unterschied zu anderen Energieträgern schlägt sich hier der rückläufige Wärmebedarf für die Ge-

bäudeheizung und die abnehmende Bedeutung der Mehrfamilienhäuser nicht sehr stark verbrauchsmindernd nieder, da die steigenden Preise für Mineralöle und Gase die Wettbewerbsposition der Nah- und Fernwärme verbessern.

Der Endenergieverbrauch an Strom zeigt bis 2030 einen deutlichen Anstieg (+ 28 % (D: + 10 %) gegenüber 2000). Der Zuwachs des Stromverbrauchs ist hauptsächlich auf die Sektoren Industrie und GHD sowie Verkehr mit steigenden Anteilen des Schienenverkehrs zurückzuführen. Dem steht ein langfristig rückläufiger Stromverbrauch bei den Haushalten, sowohl bei den Wärmeanwendungen als auch bei Elektrogeräten gegenüber.

Für die Entwicklung der künftigen Struktur des Stromerzeugungssystems sind zum einen die Entwicklung der Stromnachfrage und zum anderen die bestehenden Kraftwerkskapazitäten sowie die sich aus ihrer Altersstruktur ergebenden Ersatzinvestitionszeitpunkte relevant. Daraus und aus der Simulation der Wettbewerbssituation der Stromerzeugung in Europa-10 im liberalisierten Strommarkt ergibt sich der Kapazitätzubaubedarf, der nach ökonomischen Gesichtspunkten, d. h. unter Berücksichtigung der Investitionskosten der Kraftwerksalternativen, der Stromtransportkosten und den Energieträgerpreiserwartungen sowie den energie- und umweltpolitischen Rahmenbedingungen, gedeckt wird (vgl. Tabelle 10).

Tabelle 10: Kraftwerkskapazitäten (netto) im Basisszenario in Europa-10 und in Deutschland in GW

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Europa-10									
Steinkohle	83,5	81,7	75,5	71,3	68,5	69,1	67,8	77,9	82,6
Braunkohle	44,5	39,9	38,2	33,5	37,4	39,3	40,5	41,0	41,9
Kernenergie	95,6	95,6	95,6	96,6	94,1	94,7	94,6	86,8	77,1
Mineralöle	24,0	24,7	23,7	21,4	12,4	5,9	4,2	1,9	0,6
Erdgas	39,4	45,8	51,8	48,5	56,1	55,4	56,0	70,9	74,3
Wasserkraft	59,7	61,4	63,3	65,8	65,9	66,8	68,0	68,8	69,8
Windenergie	0,2	0,6	9,1	17,0	23,0	26,4	28,2	31,7	35,7
Photovoltaik	0,0	0,0	0,1	0,2	0,5	1,0	2,0	2,9	4,0
Geothermie	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Wasserstoff	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sonstige	1,9	2,7	24,8	25,7	27,9	28,6	30,1	15,2	16,8
Summe	348,9	352,6	382,2	380,2	385,8	387,4	391,7	397,1	402,8
Deutschland									
Steinkohle	33,1	31,1	29,5	29,4	27,9	30,6	30,0	36,0	36,0
Braunkohle	26,6	22,0	20,7	18,1	23,2	24,7	25,8	26,3	27,2
Kernenergie	21,3	21,3	21,3	20,6	16,9	13,2	10,4	0,0	0,0
Mineralöle	9,7	9,0	8,4	7,0	3,9	1,1	0,4	0,0	0,0
Erdgas	19,6	21,4	22,0	17,6	13,4	13,9	10,9	8,8	8,0
Wasserkraft	8,8	8,8	9,0	10,8	11,0	11,1	11,2	11,3	11,4
Windenergie	0,0	0,0	5,7	11,5	15,2	18,0	19,2	21,7	24,7
Photovoltaik	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,7	1,5	2,2	2,9
Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Wasserstoff	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sonstige	1,0	1,1	2,6	2,9	3,1	3,7	4,3	5,1	5,5
Summe	120,1	114,7	119,3	118,0	115,0	116,9	113,7	111,4	115,7

Sieht man von dem durch die energie- und umweltpolitischen Vorgaben bestimmten Ausbau von Windkraft-, Photovoltaik- und Biomasse-Anlagen ab, so wird der verbleibende Kapazitätsbedarf im Wesentlichen durch den Zubau von Stein- und Braunkohlekraftwerken sowie den Ersatz von Heizkraftwerken durch Erdgas-KWK-Anlagen gedeckt. Die Netto-Engpassleistung des Kraftwerksparks in Europa-10 steigt von rund 382,2 GW (D: 119,3 GW) im Jahr 2000 über 391,7 GW (D: 113,7 GW) in 2020 auf 402,8 GW (D: 115,7 GW) im Jahr 2030 an. Der geringere Zuwachs der installierten Leistung im Vergleich zur Entwicklung der Stromnachfrage kennzeichnet die durch den zunehmenden europäischen Verbund möglichen Effizienzgewinne in Form der steigenden mittleren Auslastungen der Kraftwerke.

Auf Basis der zum jeweiligen Zeitpunkt vorhandenen Kraftwerkskapazitäten und ihrer Auslastungen ergibt sich die in Abbildung 44 dargestellte Nettostromerzeugung im Basisszenario in Europa-10 bzw. in Deutschland. Insgesamt steigt die Nettostromerzeugung von 1587,6 TWh (D: 525,9 TWh) im Jahr 2000 auf rund 2144,4 TWh (D: 588,5 TWh) in 2030 an. Dazu tragen vor allem fossile Stein- und Braunkohle- sowie Erdgaskraftwerke bei.

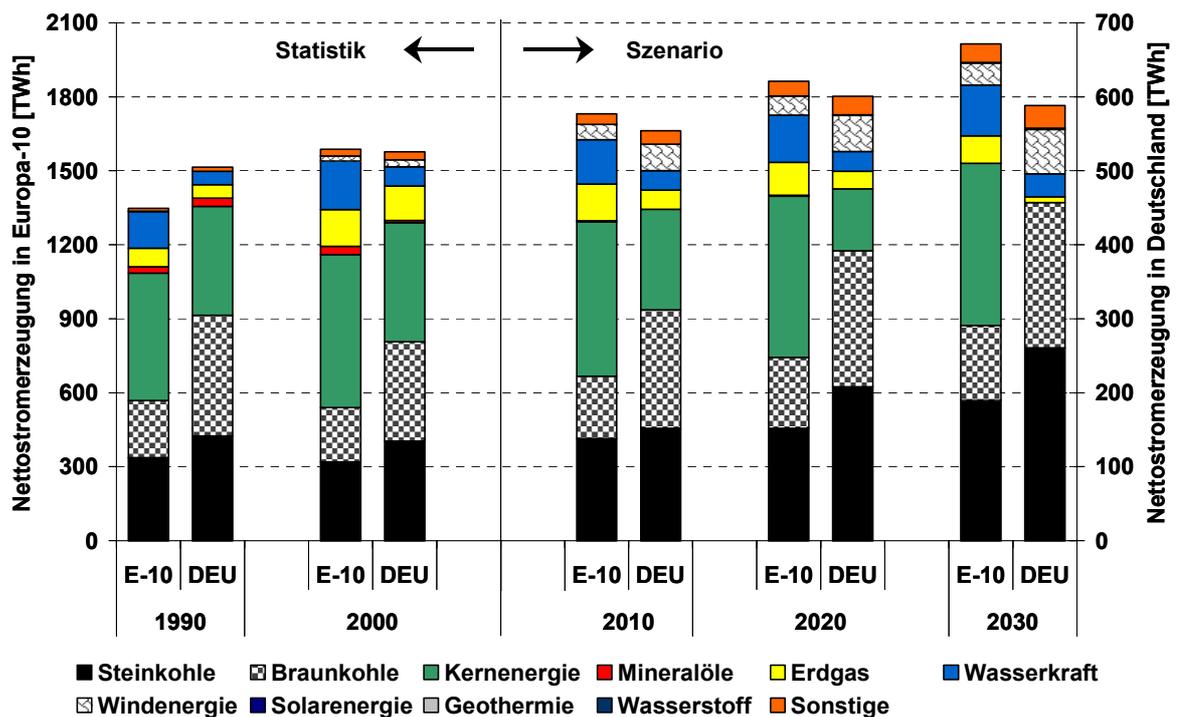


Abbildung 44: Nettostromerzeugung nach Energieträgern im Basisszenario in Europa-10 und in Deutschland

Entsprechend der energie- und umweltpolitischen Vorgaben wird die Steigerung des Beitrages der erneuerbaren Energiequellen zur Nettostromerzeugung künftig auch im Basisszenario in vielen europäischen Ländern weiter finanziell unterstützt. Dadurch steigt die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen bis 2030 auf 90,3 TWh (D: 60,1 TWh). Die Gesamt-

stromerzeugung aus erneuerbaren Energien beträgt 372,3 TWh (D: 123,5 TWh) im Jahr 2030 und sie hat somit einen Anteil von 18,5 % (D: 21,0 %) an der Nettostromerzeugung.

Der sich aus der Entwicklung des Endenergieverbrauchs, der Strombereitstellung und des Verbrauchs im übrigen Umwandlungsbereich ergebende Primärenergieverbrauch in Europa-10 und in Deutschland ist für das Basisszenario in Tabelle 11 und Abbildung 45 dargestellt. Bis zum Jahr 2030 sinkt der Primärenergieverbrauch trotz eines leicht steigenden Endenergieverbrauchs aufgrund von Energieeffizienzverbesserungen bei der Energieanwendung, der Stromerzeugung und den sonstigen Energiewandlungstechniken geringfügig auf unter 38670 PJ (D: 12120 PJ) ab, und ist damit um ca. 320 PJ (D: 1955 PJ) niedriger als im Jahr 2000. Dass diese Reduktion erreicht werden kann, trotz steigenden Endenergieverbrauchs und erhöhten Stromexports, resultiert vor allem aus den Effizienzverbesserungen der neugebauten Kraftwerke sowie zum Teil auch aus der primärenergetechnischen Bewertung der regenerativen Energieträger auf der Basis der Wirkungsgradmethode.¹⁸

Tabelle 11: Primärenergieverbrauch in Europa-10 und in Deutschland in PJ (Wirkungsgradmethode)

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Europa-10									
Kohlen	12072	9573	8296	8531	8536	8497	8185	8456	8081
Mineralöle	12920	13527	13821	15268	14523	14135	13676	12876	12361
Gase	5922	7003	7785	7785	8155	8264	8393	8218	8232
Kernenergie	5772	6380	7315	7040	6819	6887	6993	6877	6621
Stromhandel	-117	-207	-222	-114	-171	-176	-189	-285	-296
Erneuerbare	1521	1820	1994	2331	2606	2865	3169	3321	3669
Summe	38089	38095	38990	40842	40468	40473	40227	39462	38669
Deutschland									
Kohlen	5573	3859	3389	3310	3426	3651	3621	3964	3956
Mineralöle	5193	5592	5437	5483	5173	4938	4724	4401	4087
Gase	2303	2781	3008	2829	3006	3076	3145	3114	3093
Kernenergie	1577	1563	1832	1804	1482	1161	914	0	0
Stromhandel	3	17	11	94	-5	-97	-133	-10	-57
Erneuerbare	239	264	398	550	714	789	877	950	1041
Summe	14888	14076	14075	14071	13797	13517	13148	12419	12121

Der Primärenergieverbrauch in Europa-10 beruhte im Jahr 2000 zu mehr als 35 % (D: 39 %) auf Mineralölen, zu etwa 21,3 % (D: 24,1 %) auf Kohlen, zu ca. 20 % (D: 21 %) auf Gasen, zu rund 19 % (D: 13 %) auf Kernenergie und zu 5,1 % (D: 2,8 %) auf erneuerbaren Energiequellen (Wasserkraft, Biomasse, Wind, usw.). Zudem wurde im Stromhandel ein Außenhandelsüberschuss in Höhe von 0,6 % (D: Außenhandelsdefizit von 0,1 %) des Primärenergieverbrauchs erzielt. Die Beiträge der einzelnen Energieträger zum Primärenergieverbrauch entwickeln sich im Basisszenario sehr unterschiedlich.

¹⁸ Nach der Wirkungsgradmethode werden die Stromerzeugung aus Wasserkraft, Windenergie und Photovoltaik sowie der Stromimport mit einem Wirkungsgrad von 100 % bilanziert.

Die Kohlen und das Erdgas können vor allem durch die Veränderungen im Strombereich ihre Bedeutung absolut gesehen konstant halten, die erneuerbaren Energiequellen sogar noch ausbauen. Die Entwicklung beim Mineralöl wird durch rückläufigen Einsatz im Wärmemarkt und durch die Entwicklung im Verkehrssektor bestimmt. Gleichwohl bleibt das Mineralöl auch im Jahr 2030 mit einem Anteil von 32 % (D: 34 %) bedeutendster Primärenergieträger. Der Anteil des Erdgases bleibt bei mehr als 21 % (D: 26 %). Ein weiterer wichtiger Primärenergieträger in Europa-10 werden auch die Kohlen bleiben mit einem Anteil von etwa 21 % (D: 33 %) in 2030. Die Kernenergie erreicht im Jahr 2030 in Europa-10 einen Anteil von 17 % (D: 0 %) am Primärenergieverbrauch. Der Beitrag aller erneuerbaren Energiequellen macht etwa 9,5 % (D: 8,6 %) aus. Zusätzlich bleibt die Position der Stromerzeugung in den betrachteten 10 Ländern auch in Zukunft im liberalisierten Markt sehr günstig, so dass sich auch im Jahr 2030 noch ein Stromaußenhandelsüberschuss von 0,8 % (D: 0,5 %) des Primärenergieverbrauchs ergibt.

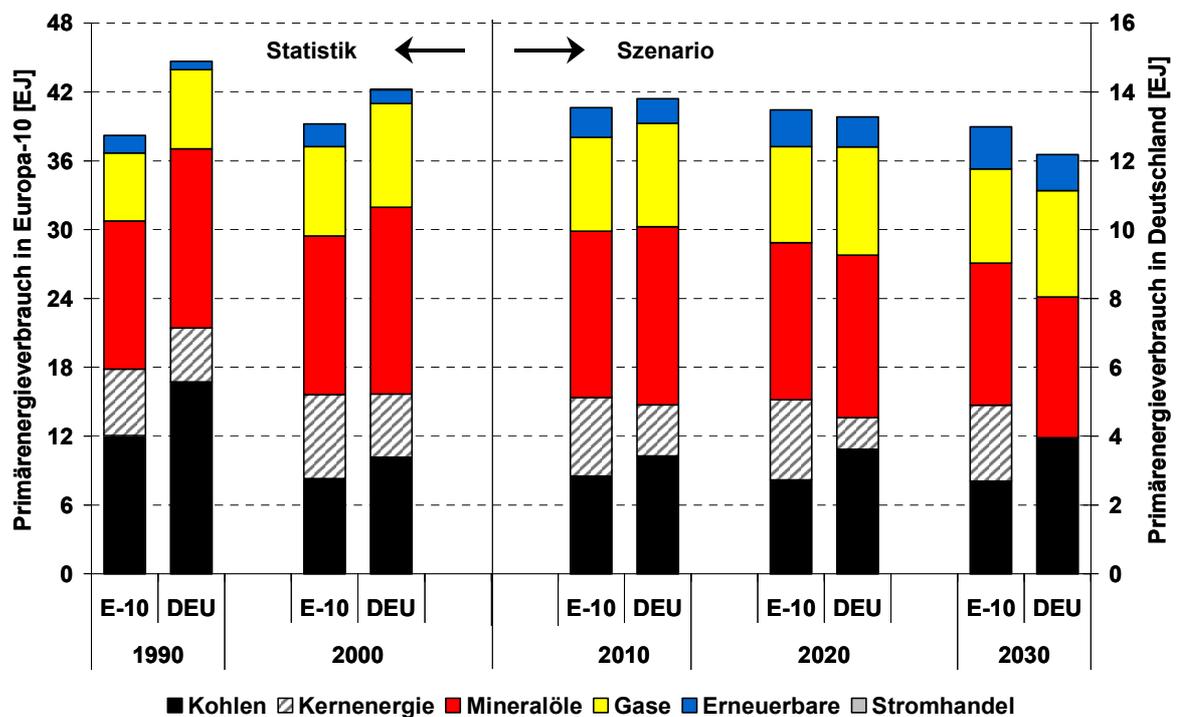


Abbildung 45: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Basisszenario in Europa-10 und in Deutschland

Die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs und seiner Energieträgerstruktur bestimmt die Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen. Entsprechend sinken die energiebedingten CO₂-Emissionen in diesem Jahrzehnt nicht, sondern steigen im Vergleich zu 2000 um ca. 5 % (D: fast 2 %) bis 2010. Zu diesem Emissionsanstieg tragen bis auf die Industrie alle Emittentengruppen bei. Dank der abnehmenden Bevölkerungszahl und weiteren Einsparungen in allen Energiewandlungs- und -nutzungsbereichen kommt es nach 2010 zu

einem Einhalten der steigenden Werte, so dass im Jahr 2030 in Europa-10 die energiebedingten CO₂-Emissionen um 1 % niedriger (D: 2 % höher) liegen als in 2000 (vgl. Abbildung 46).

Bezogen auf das Jahr 1990, das üblicherweise als Bezugspunkt für die Entwicklung der CO₂-Emissionen verwendet wird, bedeutet die Emissionsentwicklung im Basisszenario, dass die energiebedingten CO₂-Emissionen im Jahr 2030 in Europa-10 um ca. 9 % (D: 12 %) niedriger liegen.

Sektoral differenziert ergibt sich für die Entwicklung der CO₂-Emissionen das folgende Bild (siehe Abbildung 46). Besonders hoch ist bis 2030 die relative Emissionsminderung gegenüber 1990 in der Industrie (– 37 % (D: – 39 %)) sowie im zusammengefassten Bereich Landwirtschaft, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (– 19 % (D: – 36 %)). Die Haushalte erreichen langfristig eine Minderung der Emissionen um 5 % (D: 4 %). Die CO₂-Emissionen des Energiegewinnungs- und -umwandlungssektors gehen bezogen auf 1990 bis 2030 zwar um über 8 % (D: über 7 %) zurück, dieses Emissionsniveau wird aber praktisch schon im Jahr 2000 erreicht. Im Verkehrssektor werden die Emissionen von 1990 durchgängig bis zum Jahr 2030 überschritten, zum Ende des Betrachtungszeitraumes jedoch auch mit deutlich fallender Tendenz.

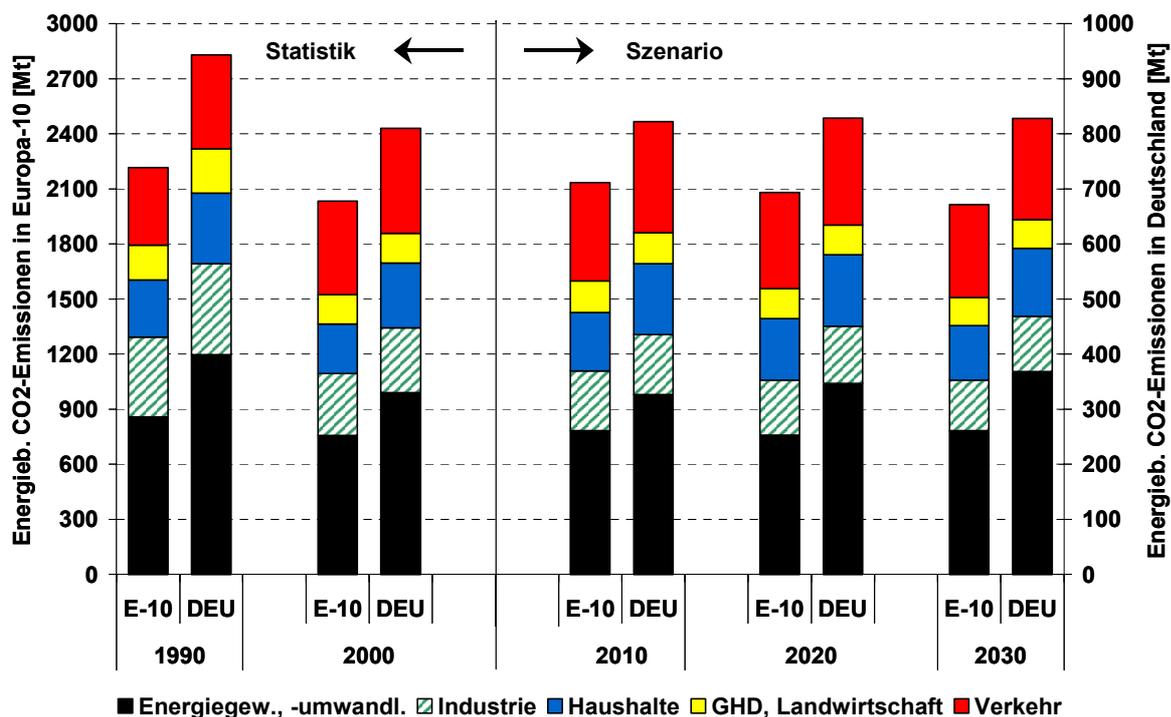


Abbildung 46: Energiebedingte CO₂-Emission im Basisszenario in Europa-10 und in Deutschland

Für die übrigen energiebedingten Schadstoffemissionen ergeben sich im Basisszenario deutlich größere Reduktionen als bei den Treibhausgasen (vgl. Tabelle 12). So gehen die Staub-Emissionen im Vergleich zu 1991 um mehr als 90 % (D: mehr als 90 %) zurück. Stark

rückläufig sind aber auch die Emissionen von SO₂ mit – 86 % (D: – 86 %) und von NO_x mit – 62 % (D: – 62 %).

Tabelle 12: Energiebedingte CO₂-Emissionen in Europa-10 und in Deutschland in kt CO₂

CO ₂ -Emissionen		1991	1995	2001	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	50.28	43.87	31.65	27.8	27.3	34.0	34.0	33.4	32.4
Industrie	Mio. t	6.98	2.46	2.50	2.8	3.1	3.2	3.1	3.1	3.1
GHD	Mio. t	5.50	3.33	2.95	3.0	2.9	2.9	2.8	2.8	2.8
Hausbrand	Mio. t	9.29	4.43	4.53	4.4	4.1	4.0	4.0	3.9	3.8
Verkehr	Mio. t	5.37	7.27	7.25	7.6	7.4	7.3	7.3	7.2	7.2
Summe	Mio. t	77.42	61.36	48.87	45.5	45.0	51.3	51.1	50.4	49.4
CH₄-Emissionen										
Energiegewinnung, -umwandl.	kt	17.9	41.6		10.6	11.1	11.9	10.5	8.8	8.6
Industrie	kt	7.8	1.1		0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3
GHD	kt	1.2	0.3		0.6	0.5	0.5	0.4	2.5	0.4
Hausbrand	kt	3.1	0.6		2.8	2.5	2.4	2.2	2.2	2.1
Verkehr	kt	1.1	1.5		0.8	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5
Summe	kt	31.0	45.1		14.9	14.9	15.5	13.8	14.3	11.9
N₂O-Emissionen										
Energiegewinnung, -umwandl.	kt	2.1	1.4		0.7	0.7	1.0	1.1	1.1	1.1
Industrie	kt	0.2	0.1		0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
GHD	kt	0.0	0.0		0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1
Hausbrand	kt	0.0	0.0		0.2	0.1	0.2	0.1	0.5	0.1
Verkehr	kt	0.7	0.9		0.7	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5
Summe	kt	3.1	2.4		1.7	1.6	1.8	1.9	2.4	1.9
THG- und Schadstoffemissionen										
THG-Emissionen	Mio. t CO ₂	79.1	63.1		46.4	45.8	52.2	52.0	51.5	50.2
NO _x -Emissionen	kt	143	123		60	53	55	56	55	53
CO-Emissionen	kt	1345	430		110	93	89	86	82	80
NMOC-Emissionen	kt	162	79		11	9	9	8	8	8
Staub-Emissionen	kt	152	20		3.04	2.13	3.30	4.97	4.91	4.86
SO ₂ -Emissionen	kt	1117	683		19	18	23	26	25	24
NH ₃ -Emissionen	kt	7	8		0.20	0.20	0.30	0.30	0.30	0.30

In Tabelle 13 sind Indikatoren zur Kennzeichnung der Entwicklung im Basisszenario in Europa-10 und in Deutschland zusammengestellt. Der Primärenergieverbrauch je Einwohner bleibt im Betrachtungszeitraum nahezu unverändert. Allerdings sinkt die Energieintensität (Primärenergieverbrauch je Einheit Bruttoinlandsprodukt) des betrachteten Ausschnitts der europäischen Volkswirtschaft bzw. Deutschlands deutlich ab. Mit der Bewertung des Primärenergieverbrauchs nach der Wirkungsgradmethode (WM) sinkt die Energieintensität durchschnittlich um 1,9 %/a (D: 2,0 %/a) im Zeitraum von 2000 bis 2030. In der Zeitperiode von 1995 bis 2000 waren es 1,8 %/a (D: 1,8 %/a) und in der durch die strukturellen Anpassungen in den neuen deutschen Bundesländern bzw. den osteuropäischen Nachbarstaaten anfänglich stark geprägten Periode von 1990 bis 2000 rd. 2,1 %/a (D: 2,9 %/a).

Tabelle 13: Indikatoren für die Entwicklung von Energieverbrauch und Emissionen im Basisszenario in Europa-10 und in Deutschland: spezifische Werte

	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Europa-10										
PEV (WM) pro Kopf	GJ / EW	164,88	161,26	163,20	169,26	167,17	167,55	166,90	164,16	161,29
PEV (WM) / BIP	MJ / Euro	10,42	9,24	8,43	7,85	7,00	6,39	5,80	5,25	4,75
CO2 / BIP	g / TEuro	606,5	512,3	439,4	413,5	369,3	334,1	299,8	274,7	247,6
CO2 / Kopf	t / EW	9,6	8,9	8,5	8,9	8,8	8,8	8,6	8,6	8,4
CO2 / PEV (WM)	t / GJ	58,2	55,5	52,1	52,7	52,7	52,3	51,7	52,3	52,1
Deutschland										
PEV (WM) pro Kopf	GJ / EW	187,59	172,37	171,24	171,39	170,54	169,64	167,53	160,77	159,40
PEV (WM) / BIP	MJ / Euro	9,64	7,81	7,15	6,34	5,68	5,18	4,70	4,20	3,88
CO2 / BIP	g / TEuro	610,4	479,3	411,4	365,0	338,4	319,8	295,9	284,3	264,8
CO2 / Kopf	t / EW	11,9	10,6	9,9	9,9	10,2	10,5	10,6	10,9	10,9
CO2 / PEV (WM)	t / GJ	63,3	61,3	57,5	57,6	59,6	61,7	63,0	67,7	68,3

Erläuterungen: PEV = Primärenergieverbrauch; WM = Wirkungsgradmethode, BIP = Bruttoinlandsprodukt

5 Umwelt-Wirkungsmodell EcoSense

Bei der Berechnung von Umweltwirkungen und deren Kosten sind sogenannte Bottom-up-Methoden Stand der Wissenschaft. Diese folgen bei der Berechnung der realen Wirkungskette der Schadensentstehung und stehen im Gegensatz zu früher verwendeten Top-down-Methoden. Bottom-up Ansätze haben den Vorteil, dass die Zuordnung von Ursache und Schaden eindeutig ist. Weiterhin ist es von Vorteil, wenn der Ansatz erlaubt, die physischen Schäden, die durch Emissionen in die Umwelt entstehen, explizit auszudrücken (z. B. als Fälle von chronischer Bronchitis) und eine monetäre Bewertung getrennt vorzunehmen. Dies trägt wesentlich zur Transparenz der ermittelten Kosten bei.

Der sogenannte Wirkungspfadansatz ist ein Bottom-up Ansatz und bildet die Kette von kausalen Ereignissen ab, beginnend mit der Emission, der nachfolgenden Ausbreitung in der Atmosphäre, der Schädigung auf Rezeptoren und endet mit der monetären Bewertung der physischen Schäden. In Abbildung 47 ist der Wirkungspfadansatz graphisch dargestellt.

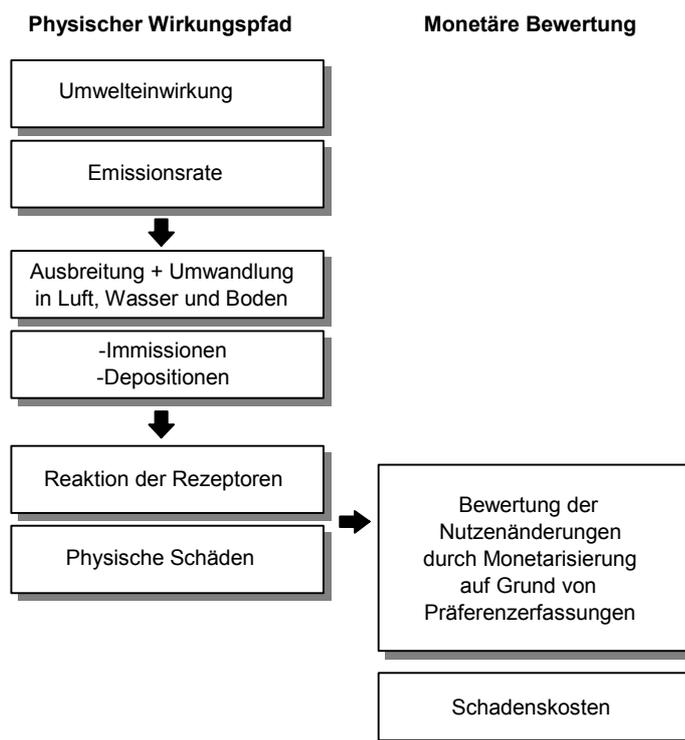


Abbildung 47: Wirkungspfadansatz zur Berechnung von Umweltkosten

Für Wirkungen durch Luftschadstoffe umfasst der Wirkungspfadansatz die Schritte:

- Emission von Schadstoffen (räumlich aufgelöst)
- Ausbreitung und chemische Umwandlung von Schadstoffen
- Exposition von Rezeptoren (Menschen, Pflanzen, Materialien)

- Physische Schäden, berechnet mit Hilfe von Expositions-Wirkungsbeziehungen
- Monetarisierung der physischen Schäden.

Ausgehend von den Emissionen des Energiesystems und anderer Wirtschaftssektoren wird die Ausbreitung und chemische Umwandlung in der Atmosphäre modelliert und resultierende Konzentrationen und Depositionen von Schadstoffen berechnet, denen Rezeptoren ausgesetzt sind. Eine detaillierte Darstellung der Methode findet sich z. B. in [Fri01] und [EC99].

5.1 Modellbeschreibung

Zur quantitativen Ermittlung von Schäden durch Umwelteinwirkungen wurde das Computermodell *EcoSense* entwickelt. Es basiert auf dem Prinzip des Wirkungspfadansatzes und stellt die erforderlichen Daten und Modelle bereit. Nachfolgend werden die für die aktuellen Arbeiten wichtigsten Eigenschaften von *EcoSense* beschrieben.

5.1.1 Grundlagen

Die in *EcoSense* realisierten Methoden erlauben eine räumlich aufgelöste und eine zeitlich zugeordnete Berechnung von externen Kosten, insbesondere durch Luftschadstoffe. Der räumliche Aspekt erlaubt die Berücksichtigung lokaler Gegebenheiten, wie Meteorologie und Bevölkerungsverteilung. In zeitlicher Hinsicht werden Aspekte wie Einwirkungsdauer, Latenzzeiten und Schadenseintritt in der Zukunft beachtet.

Um die von einer Emissionsänderung ausgehenden Wirkungen zu erfassen, werden jeweils zwei Szenarien berechnet: ein sogenanntes HintergrundszENARIO und ein zweites Szenario, das z. B. die Emissionsänderungen durch ein modifiziertes Energiesystem widerspiegelt. Anschließend werden mit sogenannten Dosis-Wirkungs-Beziehungen die physischen Auswirkungen der unterschiedlichen Konzentrationen beider Szenarien berechnet. Hierbei können Schäden an Gesundheit, (Bau-) Material und Nutzpflanzen berücksichtigt werden, sowie jeweils einer oder mehrere der primären und sekundären Schadstoffe CO, SO₂, Benzol, Feinstaub (Nitrate, Sulfate, PM₁₀, PM_{2.5}) und Ozon (gebildet aus den Vorläufersubstanzen NMVOC und NO_x). Die entstehenden Auswirkungen werden dann monetarisiert, also in Geldwerte umgerechnet. Die Differenz der ermittelten Kosten der beiden Szenarien wird dann der zu untersuchenden Aktivität, z. B. Steigerung des Anteils von erdgasgefeuerten Kraftwerken in der öffentlichen Stromversorgung, zugeordnet.

EcoSense stellt harmonisierte Ausbreitungs- und Wirkungsmodelle sowie die zur Anwendung dieser Modelle erforderlichen Eingangsdaten für ganz Europa bereit. Abbildung 48 zeigt schematisch den Rechenablauf. Tabelle 14 zeigt die bereitgestellten Umweltdaten.

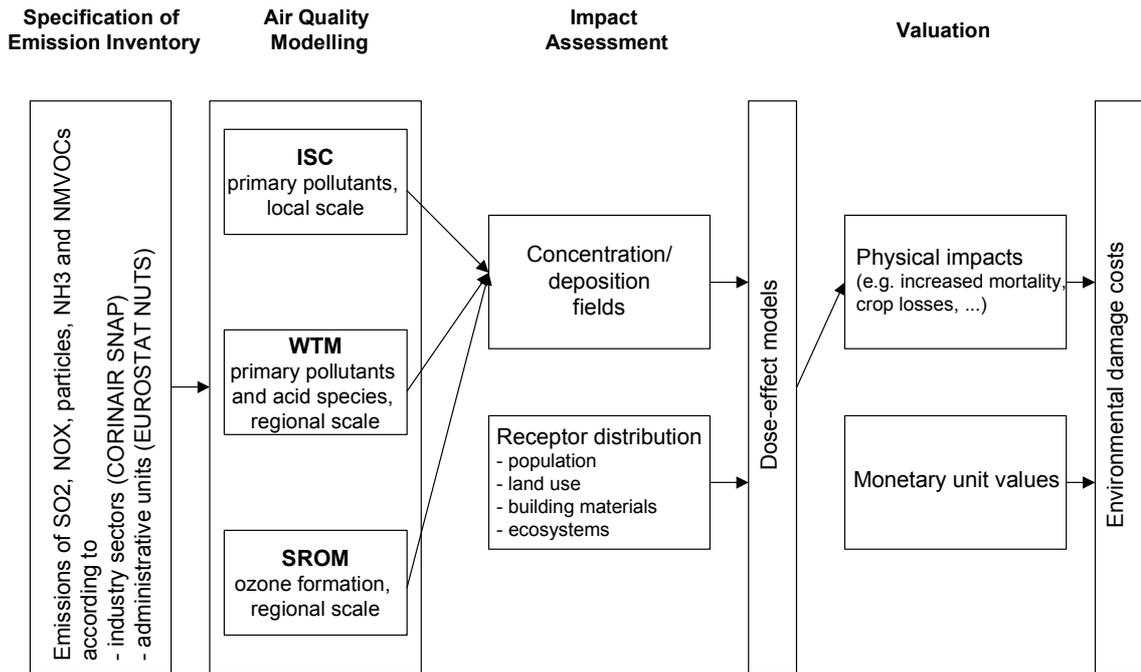


Abbildung 48: Rechenablauf von EcoSense

Tabelle 14: Umweltdaten der EcoSense Datenbank

	Datenauflösung	Datenquelle
Rezeptorverteilung		
Bevölkerung	Administrative Einheiten, EMEP-50-Gitter	EUROSTAT REGIO Datenbank, The Global Demography Project
Produktion von Weizen, Gerste, Zuckerrüben, Kartoffeln, Hafer, Roggen, Reis, Tabak, Sonnenblumen	Administrative Einheiten, EMEP-50-Gitter	EUROSTAT REGIO Datenbank, FAO Statistical Database
Oberflächeninventar für Naturstein, Zink, galvanisierter Stahl, Mörtel, Verputz, Farbanstriche	Administrative Einheiten, EMEP-50-Gitter	Extrapolation basierend auf Inventare für mehrere europäische Städte
Meteorologische Daten		
Windgeschwindigkeit	EMEP-50-Gitter	European Monitoring and Evaluation Programme (EMEP)
Windrichtung	EMEP-50-Gitter	European Monitoring and Evaluation Programme (EMEP)
Niederschläge	EMEP-50-Gitter	European Monitoring and Evaluation Programme (EMEP)
(Hintergrund-) Emissionen		
SO ₂ , NO _x , NH ₃ , NMVOC,	Administrative Einheiten, EMEP-50-Gitter	CORINAIR 1994/1990, EMEP 1998,
Feinstaub (primär)		TNO particulate matter inventory [Ber97]

Ausbreitung und chemische Umwandlung

Emissionen von Luftschadstoffen werden durch Konvektion und Advektion, welche meteorologischen Einflüssen unterliegen, in der Atmosphäre verbreitet. Hinzu kommen chemische Umwandlungsprozesse. Die sich ergebenden Konzentrationen aller möglichen Quellgruppen (z. B. Straßenverkehr, Flugverkehr, Kleinf Feuerungen, Kraftwerke, Industrie) können zwar gemessen werden, es kann jedoch der Beitrag einzelner Quellgruppen an der Gesamtkonzentration nicht mehr einfach dargestellt werden. Daher muss die Ausbreitung und chemische Umwandlung modelliert werden, um den Beitrag der interessierenden Quellgruppe im Vergleich zu allen anderen Quellgruppen zu berechnen.

Bei der Modellierung der Konzentrationen werden 2 Modellgebiete unterschieden:

- 1.) das lokale Gebiet, ca. 40 x 40 km² um die Emissionsquelle,
- 2.) das überregionale Modellgebiet (europaweit).

Für die Ausbreitungsrechnungen auf lokaler Ebene wird das Gauß-Fahnenmodell ISC (Industrial Source Complex) verwendet. Neben dem lokalen Gebiet ist auch der Ferntransport verschiedener Schadstoffe wichtig, z. B. für Schwebstaub (PM₁₀, PM_{2.5}). Daher werden zusätzlich Ausbreitungsrechnungen mit dem europaweiten Trajektorienmodell WTM durchgeführt, um den Ferntransport und die Bildung von sekundären Aerosolen sowie saure Depositionen zu modellieren. Für die Modellierung der Auswirkungen der Emissionen auf die Ozonbildung wird das SROM-Modell (source-receptor-ozone-matrices) angewendet.

Expositions-Wirkungsbeziehungen

Die Berechnung der physischen Schäden, z. B. ein Erwartungswert für die Zunahme von Fällen chronischer Bronchitis durch die betrachteten Emissionsänderungen, wird mit Hilfe von Expositions-Wirkungsbeziehungen berechnet. Die verwendeten Expositions-Wirkungsbeziehungen für Gesundheitsschäden werden im Folgenden dargestellt. Die entsprechenden Funktionen für Materialschäden und Schäden an Feldfrüchten finden sich in [Fri01].

Eine Vielzahl von epidemiologischen Studien liegt vor, die sich mit den Auswirkungen von Luftschadstoffen auf die Gesundheit beschäftigen. Diese Studien wurden vorwiegend in Nordamerika und Europa durchgeführt. Sie untersuchen einzelne oder Gruppen von Schadstoffen und unterscheiden sich vom Studiendesign (Langzeit, Kurzzeit, Kohorten etc.).

Von den Gesundheitsexperten der ExternE-Projekt Serie (vgl. [EC99]) wurden diese Studien untersucht und daraus ein Satz von Expositions-Wirkungsbeziehungen abgeleitet, der für die Analyse von Verkehrs- und Kraftwerksemissionen geeignet ist. Dabei wurde insbesondere auch auf eine mögliche monetäre Bewertung der gefundenen Endpunkte geachtet.

In Tabelle 15 werden die Expositions-Wirkungsbeziehungen für Mortalität dargestellt. Tabelle 16 enthält die Funktionen für Morbidität.

Tabelle 15: Expositions-Wirkungsbeziehungen für Mortalität (Quelle: [Fri01])

Wirkung	Quelle	Schadstoff	f _{er}
Verlust an Lebenserwartung durch Langzeitexposition	(Pope et al. 1995) (angepasst auf Europa)	PM ₁₀	0.13%
		Nitrate	0.065%
		PM _{2.5}	0.21%
		Sul fate	0.21%
Verlust an Lebenserwartung, akuter Effekt	(Spix und Wichmann 1996) (Verhoeff et al. 1996)	PM ₁₀	0.04%
		Nitrate	0.02%
		PM _{2.5}	0.07%
		Sul fate	0.07%
	(Anderson et al. 1996) / (Touloumi et al. 1994)	SO ₂	0.07%
(Sunyer et al. 1996)	O ₃	0.059%	

Der Faktor f_{er} in der rechten Spalte steht für „exposure-response slope“. Dieser Faktor hat die Einheit [Fälle pro Jahr pro µg/m³] bzw. bei Mortalität [prozentuale Zunahme pro µg/m³]. Er gibt also die Relation zwischen der Wirkung und der Schadstoffkonzentration an.

Tabelle 16: Expositions-Wirkungsbeziehungen zur Quantifizierung des Risikos erhöhter Morbidität in der Bevölkerung (Quelle: [Fri01])

Risiko- gruppe	Wirkung	Referenz	Schadstoff	f _{er}
Gesamt	Erkrankung der Atemwege (Krankenhausaufnahme)	(Dab et al. 1996)	PM ₁₀	2.07E-06
			Nitrate	1.04E-06
			PM _{2.5}	3.46E-06
			Sul fate	3.46E-06
			SO ₂	2.04E-06
	Zerebrovaskuläre Krankheit (Krankenhausaufnahme)	(Wordley et al. 1997)	PM ₁₀	5.04E-06
			Nitrate	2.52E-06
			PM _{2.5}	8.42E-06
			Sulfate	8.42E-06
	Atemwegssymptome (Tage)	(Krupnick et al. 1990)	O ₃	0.033
Krebserkrankungen	(Ponce de Leon et al. 1996)	O ₃	3.54E-06	
		Benzol	1.14E-07	
		Benzo-[a]-Pyrene	1.43E-03	
		1,3 Butadiene	4.29E-06	
Erwachsene	Unwohlsein (Tage)	(Ostro 1987)	PM ₁₀	0.025
			Nitrate	0.013
			PM _{2.5}	0.042
			Sulfate	0.042
	Leichtes Unwohlsein (Tage)	(Ostro und Rothschild 1989)	O ₃	9.76E-03
	Chronische Bronchitis	(Abbey et al. 1995)	PM ₁₀	2.45E-05
Nitrate			1.23E-05	

			PM _{2.5} Sulphate	3.90E-05 3.90E-05
Senioren (> 65 Jahre)	Kongestive Herzinsuffizienz (Krankenhausaufnahme)	(Schwartz und Morris 1995)	PM ₁₀ Nitrate PM _{2.5} Sulphate CO	1.85E-05 0.93E-05 3.09E-05 3.09E-05 5.55E-07
Kinder	Chronischer Husten	(Dockery et al. 1989)	PM ₁₀ Nitrate PM _{2.5} Sulphate	2.07E-03 1.04E-03 3.46E-03 3.46E-03

Monetäre Bewertung

Für die Bewertung der physischen Schäden werden monetäre Werte benötigt. Sofern Marktpreise vorhanden sind, z. B. für Ertragseinbußen von Nutzpflanzen, werden diese genutzt. Für Endpunkte, für die keine Marktpreise existieren, werden Werte aus Zahlungsbereitschaftsstudien verwendet. Die folgenden Tabellen zeigen die für die Berechnungen verwendeten monetären Werte bzgl. der Gesundheitseffekte (vgl. Tabelle 17), der Auswirkungen auf landwirtschaftliche Erträge (vgl. Tabelle 18) und die Instandsetzungskosten für die Materialoberfläche (vgl. Tabelle 19).

Tabelle 17: Monetäre Werte für Gesundheitseffekte (Quelle: [Fri01])

Endpunkt	Wert	€ ₂₀₀₀
Verlust an Lebenserwartung durch Langzeitexposition	96.500	€ pro verlorenes Lebensjahr
Verlust an Lebenserwartung, akuter Effekt	165.700	€ pro verlorenes Lebensjahr
Leukämie mit tödlichem Ausgang	2.416.000	€ pro Fall
Lungenkrebs mit tödlichem Ausgang	1.636.000	€ pro Fall
Erkrankung der Atemwege	4.320	€ pro Krankenhausaufnahme
Zerebrovaskuläre Krankheit	16.730	€ pro Krankenhausaufnahme
Atemwegssymptome	45	€ pro Tag
Krebserkrankung mit nicht-tödlichem Ausgang	481.000	€ pro Fall
Unwohlsein	110	€ pro Tag
Leichtes Unwohlsein	45	€ pro Tag
Chronische Bronchitis	169.000	€ pro Fall
Kongestive Herzinsuffizienz	3.260	€ pro Krankenhausaufnahme
Chronischer Husten	240	€ pro Fall

Gebrauch von Bronchodilatoren	40	€ pro Tag
Husten	45	€ pro Tag
Leichte Atemwegssymptome	8	€ pro Tag
Asthmaanfall	75	€ pro Tag

Tabelle 18: Monetäre Werte für Auswirkungen auf landwirtschaftliche Erträge (Quelle: [Fri01])

Endpunkt	Wert	€ ₂₀₀₀
Weizen	113	€ pro t Ertragsänderung
Gerste	63	€ pro t Ertragsänderung
Roggen	183	€ pro t Ertragsänderung
Hafer	66	€ pro t Ertragsänderung
Reis	2.549	€ pro t Ertragsänderung
Kartoffeln	96	€ pro t Ertragsänderung
Zuckerrüben	66	€ pro t Ertragsänderung
Sonnenblumenkerne	258	€ pro t Ertragsänderung
Tabak	34.140	€ pro t Ertragsänderung
Stickstoffdünger	530	€ pro t Düngereinsatz
Kalk	18	€ pro t Kalkeinsatz

Tabelle 19: Instandsetzungskosten je m² Materialoberfläche (Quelle: [Fri01])

Endpunkt	Wert	€ ₂₀₀₀
Galvanisierter Stahl	17 bis 55	€ (länderspezifisch)
Kalkstein	299	€ pro m ² Materialoberfläche
Karbonhaltiger Farbanstrich	13	€ pro m ² Materialoberfläche
Mörtel	33	€ pro m ² Materialoberfläche
Naturstein	299	€ pro m ² Materialoberfläche
Putz	33	€ pro m ² Materialoberfläche
Sandstein	299	€ pro m ² Materialoberfläche
Zink	27	€ pro m ² Materialoberfläche

5.2 Ergebnisse der Modellläufe

Die Ergebnisse der durchgeführten Modellläufe sind in Tabelle 20 dargestellt. Die höchsten marginalen Kosten ergeben sich mit 3600 bis 37000 Euro pro Tonne für PM₁₀, gefolgt von SO₂ (3200 bis 9500 Euro/t), NO_x (1200 bis 4200 Euro/t) und NMVOC (800 bis 2200 Euro/t).

Zur Diskussion der Variationen in den marginalen Kosten ist insbesondere zu unterscheiden zwischen Schäden, die im Nahbereich der Quelle und die mehrere hundert Kilometer entfernt entstehen. Bei ähnlicher Lage innerhalb Europas ist somit insbesondere für die Emissionen von SO₂ und PM₁₀, die auch zu Schädigungen im Nahbereich führen, die Bevölkerungsdichte im Land entscheidend. Das zeigt sich zum Beispiel im Vergleich der Emissio-

nen im Bereich des Transportsektors von Deutschland und Belgien. Die marginalen Kosten in Deutschland sind deutlich geringer als in Belgien, weil in Deutschland ein höherer Anteil der Strassen außerorts liegen. Länder in Küstennähe, wie z. B. Dänemark, zeigen nur sehr geringe Schadenskosten im regionalen Bereich. Das ist insbesondere bei den marginalen Kosten im Kraftwerkssektor zu erkennen. Für Dänemark wurden dort im Ländervergleich die weitaus geringsten Kosten berechnet. Das gleiche Phänomen zeigt sich bei SO₂. Variationen in den marginalen Kosten für NO_x-Emissionen ergeben sich zusätzlich aufgrund der berechneten Schäden durch Ozonkonzentrationen. Je nach dem bereits herrschenden Emissionsniveau sind verschiedene Auswirkungen der zusätzlichen Emissionen von NO_x zu beobachten. Bei hohem Niveau, wie etwa in Deutschland, führen zusätzliche Emissionen sogar zu einer Verringerung der Ozonkonzentrationen. Dies ist der Grund, weswegen sich z. B. die abgeschätzten marginalen Kosten durch NO_x von Frankreich und Deutschland stark unterscheiden.

Tabelle 20: Spezifische Schadenskosten für die betrachteten Länder und Sektoren

Land	Emittierter Schadstoff	Kraftwerke	Verkehrssektor	Andere Sektoren
		Schadenskosten [EUR2000/t]		
Belgien	NMVOC	1800	1800	1800
Dänemark	NMVOC	1200	1200	1200
Deutschland	NMVOC	1800	1800	1800
Frankreich	NMVOC	1200	1200	1200
Luxemburg	NMVOC	2200	2200	2200
Niederlande	NMVOC	1600	1500	1500
Österreich	NMVOC	900	900	900
Polen	NMVOC	1200	1200	1200
Schweiz	NMVOC	800	800	800
Tschechien	NMVOC	1600	1600	1600
Belgien	NOX	1200	1200	1200
Dänemark	NOX	1400	1300	1300
Deutschland	NOX	2000	2000	2000
Frankreich	NOX	4200	4100	4100
Luxemburg	NOX	4000	4000	4000
Niederlande	NOX	1200	1200	1200
Österreich	NOX	3900	3700	3700
Polen	NOX	2400	2400	2400
Schweiz	NOX	3800	3600	3600
Tschechien	NOX	2100	2300	2300
Belgien	PM10	15000	36000	37000
Dänemark	PM10	3600	26000	27000
Deutschland	PM10	9800	29000	33000
Frankreich	PM10	9600	26000	32000
Luxemburg	PM10	11000	32000	34000
Niederlande	PM10	15000	34000	35000
Österreich	PM10	10000	27000	30000
Polen	PM10	8300	25000	31000
Schweiz	PM10	12000	26000	31000
Tschechien	PM10	8800	27000	32000

Belgien	SO2	8900	9300	9500
Dänemark	SO2	3200	3700	3800
Deutschland	SO2	6700	7700	7900
Frankreich	SO2	6700	7300	7600
Luxemburg	SO2	8100	8600	8700
Niederlande	SO2	8700	8600	8700
Österreich	SO2	6400	6700	6900
Polen	SO2	5700	6000	6300
Schweiz	SO2	6400	6700	6900
Tschechien	SO2	6500	7000	7200

Als Ansatz wurden, ausgehend vom Emissionsniveau in 1998, Durchschnittskosten aufgrund einer 10-prozentigen Erhöhung verwendet. Diese sind auch für andere Jahre und Szenarien eine gute Näherung, da sich die marginalen Kosten mit dem Emissionsniveau der wichtigsten betrachteten Emissionen, Partikel (PM₁₀) und SO₂ gar nicht oder nur wenig ändern. Deutlich stärker variieren die marginalen Schadenskosten mit der geographischen Lage des Emittenten. Deshalb wurden marginale Kosten für die Emission von NMVOC, NO_x, SO₂ und PM₁₀ für die Nachbarländer von Deutschland berechnet. Dabei wurde zwischen Kraftwerkssektor, Transportsektor und den übrigen Sektoren unterschieden. Die Berechnungen wurden für die Kopplung des EcoSense-Modells mit TIMES-ES verwendet (vgl. Abschnitt 6). Mögliche Verbesserungen der Methodik liegen in einer höheren geographischen Auflösung der Emissionsquellen, sowie in der Berücksichtigung der exakten Emissionsniveaus. Dafür sind allerdings wesentlich umfangreichere Berechnungen notwendig.

6 Kopplung von EcoSense mit TIMES-ES

Für die Festlegung der Schnittstelle zwischen dem Energiesystemmodell TIMES-ES und dem Umwelt-Wirkungsmodell EcoSense ist zu beachten, dass bei Bezug der externen Kosten beispielsweise auf die Stromerzeugung oder auf die Fahrzeugkilometer, wie sie derzeit typischerweise diskutiert werden, mögliche Wirkungsgradverbesserungen der Technologien im betrachteten Untersuchungszeitraum ignoriert würden. Daher werden hier die schadstoffbezogenen Werte der Tabelle 20 verwendet. Die Werte für stationäre und mobile Quellen sind unterschiedlich. Zum einen erfolgt im Fall des Straßenverkehrs die Emission in unmittelbarer Umgebung der Rezeptoren, was zu höheren Schäden mit Ausnahme von NO_x führt. Zum anderen werden unterschiedliche Fraktionen des Feinstaubes unterschieden: PM_{10} , die Fraktion mit größeren und schwereren Partikeln, ist weniger gesundheitsschädlich als $\text{PM}_{2,5}$ und wird schneller deponiert, so dass sich die Teilchen weniger weit ausbreiten. Beide Aspekte tragen dazu bei, dass PM_{10} -Emissionen zu niedrigeren Schäden je emittierter Einheit führen.

Sollen die durch die Luftschadstoffe verursachten Schäden in der Optimierung mit dem Energiesystemmodell TIMES-ES Berücksichtigung finden, werden die Emissionsflüsse mit den angegebenen externen Kosten belastet. Diese Internalisierung kann als Umweltsteuer, Abgabe oder Zertifikatspreis interpretiert werden. Hierdurch verteuert sich die Nutzung emissionsintensiver Technologien, so dass versucht wird, die Emissionen und deren Kosten zu vermeiden. Im Umwandlungssektor kann dies z. B. durch den Einsatz effizienterer Kraftwerke oder durch Substitution schadstoffreicher durch schadstofffreie oder –arme Brennstoffe geschehen. In den Endenergieverbrauchssektoren kann die Verteuerung in der Nutzung einiger Endenergieträger neben Effizienzverbesserungen und Substitutionsvorgängen auch Einsparmaßnahmen zur Folge haben. Diese Vermeidungsmaßnahmen werden dabei solange ergriffen, bis die marginalen Kosten zur Vermeidung einer Emissionseinheit gleich den mit der Emissionseinheit verbundenen externen Kosten sind. Die externen Kosten lassen sich somit auch als Obergrenze für die Kosten von Vermeidungsmaßnahmen interpretieren, die noch insofern wirtschaftlich sind, dass sie zu einer Minderung der gesamtwirtschaftlichen Kosten führen.

Mit Hilfe der Szenariotechnik wird untersucht, welche Veränderungen sich in der deutschen Energieversorgung sowie der der Nachbarstaaten durch die Berücksichtigung von externen Kosten für die Luftschadstoffe gegenüber einer Entwicklung ohne Internalisierung dieser Kosten für den Zeitraum bis zum Jahr 2030 ergeben. Hierzu wird als Vergleichsmaßstab das in Abschnitt 4.3 erläuterte Referenzszenario ohne externe Kosten genutzt.

Die Berücksichtigung der externen Kosten für die Luftschadstoffe hat auf den Umwandlungsbereich die größten Einflüsse. Vergleicht man die Nettostromerzeugung Deutschlands zwischen den beiden Szenarien, so ist festzustellen, dass die Stromerzeugung aus Koh-

len um bis zu 67,7 TWh abnimmt (vgl. Abbildung 49 linker Blaken). Dagegen kommt es zu einem Ausbau der Erdgas-Stromerzeugung um bis zu 22,3 TWh im Jahr 2020. Die in Kernkraftwerken in Deutschland erzeugte Strommenge ist in beiden Szenarien gleich hoch. Insgesamt nimmt die Stromerzeugung in Deutschland um bis zu 59 TWh im Jahr 2030 ab, so dass Deutschland 2030 rund 40 TWh Strom im Szenario mit externen Kosten der Luftschadstoffe importiert. Im Bereich der Erneuerbaren Energieträgern wird in Deutschland nur bei Biomasse-Heizkraftwerken (unter Sonstige) ein kleiner Ausbau von 0,2 TWh bis zum Jahr 2030 erwartet. Im Gegensatz zu Deutschland wird in Frankreich und in Tschechien nach dem Jahr 2010 die Kernenergie ausgebaut. Dadurch steigt die Kernenergiestromerzeugung in der betrachteten Region Europa-10 um 13 TWh im Jahr 2020 und um rund 80 TWh im Jahr 2030 an. Der größte Anstieg um bis zu 253 TWh im Jahr 2030 erfolgt bei der Stromerzeugung auf Erdgasbasis. Hierbei werden nicht nur reine Kondensationskraftwerke sondern auch Gegen- druck- und Entnahmekondensations-KWK Anlagen gebaut. Die Biomasse-Heizkraftwerke (unter Sonstige) können ihre Stromerzeugung um 8 TWh steigern. Die Stromerzeugung in Kohlekraftwerken nimmt trotz modernster Entschwefelungs-, Entstaubungs- und Entstickungstechnik um 89 TWh im Jahr 2010, 157 TWh im Jahr 2020 und um 247 TWh im Jahr 2030 ab. Insgesamt steigt die Stromerzeugung in Europa-10 aufgrund einer erhöhten Stromnachfrage um bis zu 97 TWh an. Das Importstromsaldo für Europa-10 wurde gegenüber dem Basisszenario nicht verändert.

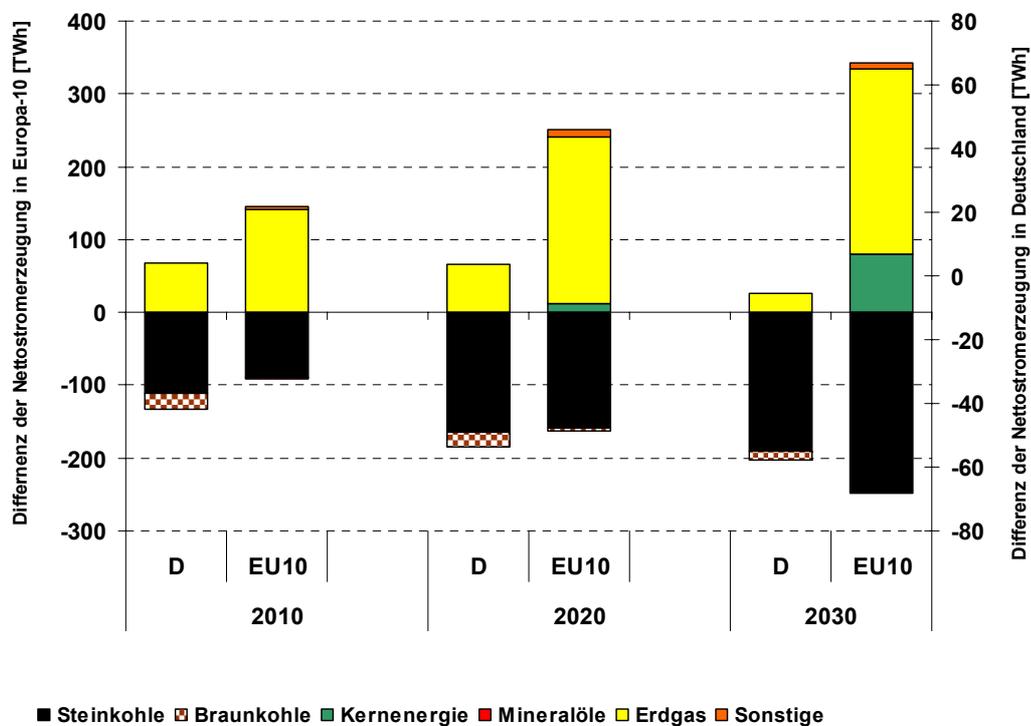


Abbildung 49: Differenz der Nettostromerzeugung zwischen dem Basisszenario und dem Szenario mit externen Kosten für die Luftschadstoffe

Insgesamt steigt sowohl in Deutschland als auch in Europa-10 die Endenergienachfrage nach Strom und Fernwärme an (vgl. Abbildung 50). In der Summe nimmt jedoch der Endenergieverbrauch sowohl in Europa-10 als auch in Deutschland durch Effizienzsteigerung der Endenergieverbrauchstechnologien (z. B. dem Einsatz von Wärmepumpen oder Brennwertkesseln) bzw. durch Energieeinsparung ab. Hierzu tragen bei den vorgegebenen externen Kosten für die Luftschadstoffe bis auf den Verkehrssektor alle Endenergieverbrauchssektoren bei. Ebenso wie im Umwandlungsbereich wird der Endenergieverbrauch an Kohlen reduziert. Die Reduktion beträgt in Deutschland ca. 10,5 PJ im Jahr 2010 und steigt bis 2030 auf 119,5 PJ an. Der Endenergieverbrauch an Gasen sinkt einerseits aufgrund von Sanierungsmaßnahmen im Gebäudesektor und andererseits dadurch, dass durch Brennwertkessel und Wärmepumpen auf Erdgasbasis gegenüber konventionellen Gaskesseln der Erdgasverbrauch reduziert wird. Die Differenz des Endenergieverbrauchs an Erneuerbaren zwischen den beiden Szenarien schwankt zwischen 0 und -8 PJ in Deutschland und zwischen -6,5 und 54 PJ in Europa-10. Dies ist teilweise auf eine Reduktion des Endenergieverbrauchs an Biomasse und auf den Anstieg des Endenergieverbrauchs durch Nachfrage nach Umgebungswärme zurückzuführen.

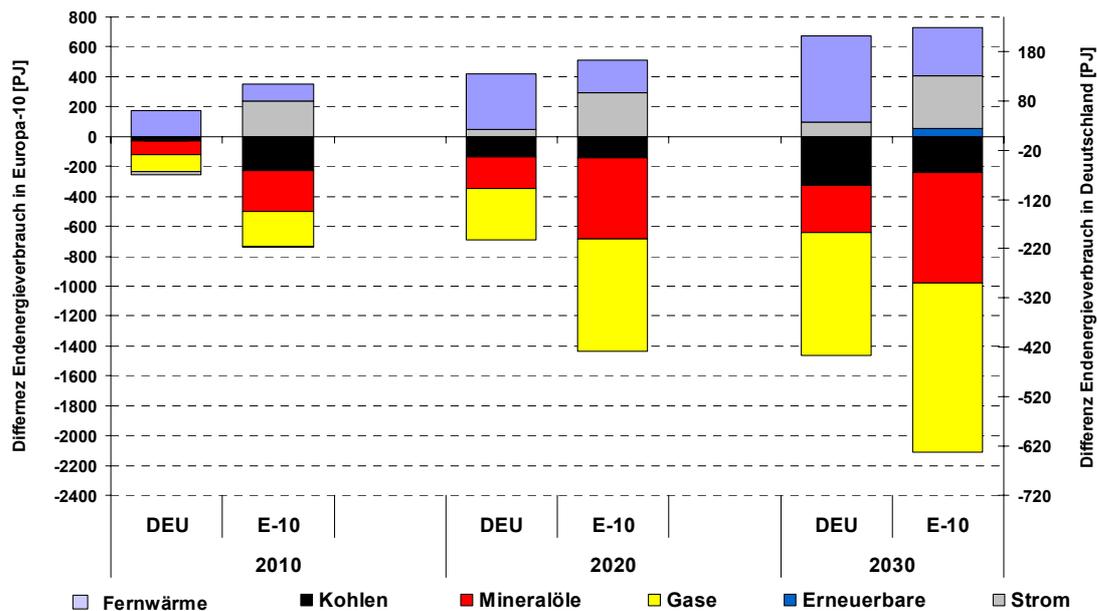


Abbildung 50: Differenz des Endenergieverbrauchs zwischen dem Basisszenario und dem Szenario mit externen Kosten für die Luftschadstoffe

Aufgrund der Berücksichtigung der externen Kosten für Luftschadstoffe werden nicht nur die Luftschadstoffe reduziert sondern auch die energiebedingten CO₂-Emissionen. In Deutschland würden die angenommenen Schadenskosten zu einer Reduktion der CO₂-Emissionen um ca. 52 Mio. t CO₂ in 2010, 70,3 Mio. t CO₂ in 2020 und um 136,5 Mio. t. CO₂ im Jahr 2030 führen. In der betrachteten Region Europa-10 würden im Jahr 2030 die Gesamtreduktion 387 Mio. t. CO₂ betragen.

Teil IV: Schlussbetrachtung

Ein energiepolitisches Zukunftskonzept sollte sich den mittel- und längerfristigen Herausforderungen annehmen, die sich aus den globalen und regionalen Grenzen der Tragfähigkeit der natürlichen Lebensgrundlagen sowie der Ressourcenverfügbarkeit ergeben. Dies gilt insbesondere auch für die Bundesrepublik Deutschland als Kernland Europas und als Wettbewerber im globalen Markt. Die Herausforderungen einer an dem Leitbild einer nachhaltigen Entwicklung orientierten Ausgestaltung des Energiesystems im globalen bzw. regionalen, europäischen Rahmen können mit bislang vorhandenen Modellen nur unzureichend bzw. nicht behandelt werden.

Vor diesem Hintergrund ist es Ziel des Forschungsvorhabens, ein Integrated Assessment Modellinstrumentarium zu entwickeln und für die Analyse nachhaltiger Entwicklungen der Energieversorgung in Deutschland im globalen und europäischen Kontext anzuwenden. Dabei werden entsprechend zwei Ebenen unterschieden: die globale Ebene und die regionale, europäische Ebene.

Zur Beurteilung der ressourcenbezogenen Effekte der globalen wie regionalen Nachfrage nach Primärenergieträgern ist das im Rahmen des Forschungsvorhabens entwickelte Modellsystem LOPEX (**L**ong-term **P**rice and **E**xtraction) an das NEWAGE-Weltmodell anzugliedern. Hierbei werden die von NEWAGE-World berechneten regionalen Nachfragen nach Primärenergieträgern als Input für das LOPEX-Modellsystem verwendet. Mit Hilfe der LOPEX-Modelle lassen sich dann Produktions- und Abbaupfade – teilweise regional aufgliedert – sowie Preispfade der entsprechenden Ressourcen abschätzen. Die unter der Annahme verschiedener Marktformen abgeleiteten resultierenden Ressourcenpreise dienen danach wiederum als Input für NEWAGE-World.

Das NEWAGE-Weltmodell ist ein computergestütztes Modellinstrumentarium vom Typ des Allgemeinen Gleichgewichts zur Analyse der gesamtwirtschaftlichen und umweltseitigen Auswirkungen von energie- und umweltpolitischen Maßnahmen. Im Rahmen des Forschungsvorhabens wurde NEWAGE-World hinsichtlich der Regionalisierung auf 33 Regionen ausgeweitet, wobei Deutschland neben den anderen EU-15 Mitgliedern als jeweils eigenständige Region (Land) abgebildet wird. Andere Teile der Welt (beispielsweise die Nicht-Annex I-Staaten) sind zu verschiedenen Regionen zusammengefasst. Auch bezüglich der sektoralen Ebene des Modellsystems wurde im Rahmen des Forschungsvorhabens eine Erweiterung vorgenommen, so dass nun auf der Produktionsseite 10 Industriesektoren unterschieden werden. Der Beschreibung der Energieangebotsseite sowie der energieintensiven Industriesektoren kommt dabei besondere Bedeutung zu, da sie zur CO₂-Emissionen erheblich beitragen. Die Abbildung von insgesamt 6 Energiesektoren (Gas, Erdöl, Mineralölprodukte, Steinkohle, Braunkohle, Strom; zusätzlich ist auch der Einsatz von Kernbrennstoffen in der Strom-

erzeugung berücksichtigt) ermöglicht eine differenzierte Betrachtung der Schadstoffintensitäten und Substitutionsmöglichkeiten unterschiedlicher Energieträger. Bei der Darstellung der Nichtenergiesektoren berücksichtigt das Modell wichtige branchenspezifische Unterschiede in den Faktorintensitäten, dem Grad an Faktorsubstitutionsmöglichkeiten und den Preiselastizitäten der Güternachfrage, um den emissionshandelinduzierten Strukturwandel in den einzelnen (industriellen) Produktionssektoren analysieren zu können. Die Erhöhung der Abbildungsschärfe verbessert damit die Quantifizierung möglicher Produktionsverschiebungen und die damit verbundenen Beschäftigungseffekte.

In diesem Zusammenhang definiert sich ein nachhaltiger Ressourcenverzehr entweder über die zeitliche Verfügbarkeit der Ressource selbst oder über die zeitliche Verfügbarkeit eines durch Ressourcenverzehr aufgebauten und der verbrauchten Ressource funktional gleichwertigen Kapitalstocks. Demgemäß kann man Ressourcenverzehr dann als nachhaltig bezeichnen, wenn der Kapitalwert des Ressourcenvorrats für alle zukünftigen Zeiten erhalten bleibt. Neben solchen direkten angebotsseitigen Aspekten der Ressourcenverfügbarkeit sind im Kontext nachhaltiger Energiesysteme des Weiteren auch alle nachfrageseitigen Aspekte der Ressourcenverwendung zu berücksichtigen. Denn einerseits beeinflussen die Verfügbarkeitskosten den ökonomischen Einsatz unterschiedlicher Energietechnologien, so dass belastbare Nachhaltigkeitsstrategien, die zum Beispiel zur Vermeidung von Umweltschäden auf dem verstärkten Einsatz bestimmter Energieträger beruhen, an die ökonomische Verfügbarkeit dieser Energieträger gebunden sind. Und andererseits hängt die Angebotsstruktur von Energieträgern selbst von ökonomischen und regulativen Gegebenheiten auf dem Energiemarkt ab.

Zur Erfassung dieser Zusammenhänge wurden im Forschungsvorhaben die globalen Ressourcenmodelle LOPEX (**LO**ng term **P**rice and **EX**traction) zur Beschreibung langfristiger Abbau- und Preispfade der fossilen Energieträger Erdöl, Erdgas und Kohle entwickelt. Um der Problematik der Nachhaltigkeit bei der Modellierung des Ressourcenangebots gerecht zu werden, aber auch um den intertemporalen Charakter der Ressourcenökonomie zu erfassen, ist eine so weit als möglich in die Zukunft vorausschauende Analyse sinnvoll. Von daher wurden die LOPEX-Modelle auf *sehr langfristige Zeiträume* angelegt, so dass die errechneten Szenarien das gesamte 21. Jahrhundert abdecken. Dabei wurde, abweichend vom Erdgas- und Kohlemodell, im Ölmodell LOPEX-oil angesichts der besonderen Marktstruktur des Weltölmarktes statt einer regionalen Einteilung eine Unterscheidung zwischen Nicht-OPEC und OPEC-Ländern vorgenommen. Damit konnte der Ölmarkt in LOPEX-oil mit dem gängigen Marktmodell des *perfekten Kartells (OPEC) mit Wettbewerbsrand (Nicht-OPEC)* modelliert werden. Abbau- und Preispfade ergeben sich in LOPEX-oil allein aus dem intertemporal optimierten Kalkül der OPEC, in das jedoch die preisabhängige Reaktion der Nicht-OPEC-Produktion bereits integriert ist. Wesentliche Basis hinsichtlich des Verlaufs der Ent-

deckung, Erschließung und Nutzung einer Ölquelle ist der Hubbertzyklus, der einen Versuch darstellt, die Trends aus Informations- und Erschöpfungseffekt qualitativ zu erfassen.

Die Kopplung der beiden Modelle NEWAGE-World und LOPEX wurde auf der Basis eines sogenannten „Soft-links“ vollzogen, bei dem ausschließlich Ergebnisdaten eines Modells an das jeweils andere Modell übergeben werden, eine gleichungsbasierte Integration der Modelle findet nicht statt. Diese Art der Modellkopplung hat den großen Vorteil, dass die Zusammenschaltung der Modelle relativ einfach möglich ist und sich die spezifischen Vorteile jedes Modells weiter nutzen lassen, ohne zusätzliche modelltechnische Kompromisse eingehen zu müssen.

Die an LOPEX übergebenen Nachfragemengen der Primärenergieträger Erdöl, Erdgas und Kohle sowie die zugehörigen Rohstoffpreise aus NEWAGE-World dienen in den kostenbasierten Angebotsmodellen als Referenzwerte für die Berechnung der Ressourcenproduktion. Das Ressourcenangebot für die Jahre 2000 bis 2030 wird daraufhin wieder an NEWAGE-World als mögliche Produktionsvolumina an Primärenergieträgern übergeben, woraufhin in NEWAGE-World ein neuer Gleichgewichtspfad mit den entsprechenden Auswirkungen auf die Struktur der Nachfrage und der Produktion berechnet wird, der im Ergebnis wiederum als Input für LOPEX dient. Die sich hierbei einstellenden Gleichgewichte auf den Erdöl-, Erdgas- und Kohlemärkten liefern ein realistisches Bild des Ressourcenangebots bei den gegebenen Rohstoffpreisen.

Die berechneten Primärenergieangebote gehen in NEWAGE-World als Mengenrestriktion für die Bestimmung des neuen Gleichgewichts ein. Die neuen Produktionsmöglichkeiten führen zu veränderten Energieträgerverbräuchen sowie zu entsprechenden Substitutionseffekten zwischen den Energieträgern auf der einen Seite und den Produktionsfaktoren Arbeit und Kapital auf der anderen Seite innerhalb der Produktionsprozesse der einzelnen Volkswirtschaften. Die so angepassten Produktionsstrukturen liefern wiederum veränderte Nachfragedaten für die Energieträger an LOPEX, mit denen ihrerseits wieder neue Abbau- bzw. Angebotspfade bestimmt werden

Der Prozess der gegenseitigen Mengen- und Preisanpassungen stabilisiert sich über die insgesamt durchgeführten sieben Iterationsläufe, wobei die Abweichungen der, mit den verschiedenen Modellen berechneten, Gleichgewichte kontinuierlich geringer werden. Als Ergebnis der Iterationen zeigt sich, dass beispielsweise die berechneten Erdölpreise auf Basis der Modellkopplung relativ stark ansteigen. Dieser Effekt lässt sich insbesondere durch die Marktstruktur auf dem Weltölmarkt erklären. Während sich das Kartell der OPEC Staaten gewinnmaximal verhält und ihre Angebotsmengen beschränkt, sind die Nicht-OPEC Staaten nicht in der Lage, die dadurch induzierten relativ höheren Erdölpreise mit entsprechenden Produktionsausweitungen entgegenzuwirken. Der starke angebotsinduzierte Preisanstieg führt

in der Folge zu, im Vergleich zur Baselineentwicklung, geringeren Erdölverbräuchen und der damit verbundenen Umschichtung auf die anderen Primärenergieträger Erdgas und Kohle.

Zur effizienten und zuverlässigen Bewertung von Emissionsminderungsstrategien im Energiesektor unter Berücksichtigung externer Effekte und Nachhaltigkeitsindikatoren auf regionaler, europäischer Ebene erfolgt die Anbindung eines Umwelt-Wirkungsmodells an ein europäisches Energiesystemmodell.

Bezüglich des neu zu entwickelnden europäischen Energie-Umwelt-Modells hat der im Rahmen des Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP) der Internationalen Energieagentur (IEA) entwickelte Energiesystemmodellgenerator TIMES eine geeignete Ausgangsbasis dargestellt. Um sowohl die Entwicklung in einzelnen Staaten der Europäischen Union als auch die für den Emissionstransport wesentlichen Quellen in der Nähe Deutschlands erfassen zu können, beinhaltet das neu entwickelte Modell TIMES-ES alle Anrainerstaaten Deutschlands sowohl aus der EU (neben Deutschland noch Belgien, Dänemark, Frankreich, die Niederlande, Luxemburg, Österreich, Schweden) als auch die sonstigen deutschen Nachbarstaaten (Polen, Schweiz, Tschechien). In dem mit TIMES abgebildeten Modell für die ausgewählten europäischen Länder wird dabei das gesamte Energiesystem in Abhängigkeit von der vorzugebenden Nachfrage nach Nutzenergie bzw. Energiedienstleistungen bis zur Primärenergie abgebildet. Das Modell setzt sich damit aus den Erzeugungs-, Transport- und Verteilungs- sowie Anwendungstechnologien in 10 einzelnen Regionen zusammen, wobei die Regionen u. a. über die modellierten Kuppelstellen im Stromsektor miteinander verbunden sind. Die unterschiedlichen Rahmenbedingungen der verschiedenen Regionen werden anhand regional differenzierter Größen wie Brennstoffpreisen, Potenzialen erneuerbarer Energieträger und für die jeweilige Region charakteristischen Lastkurven der verschiedenen Kundengruppen (Haushalte, Gewerbe, energieintensive und energieextensive Industrie, Landwirtschaft, Verkehr) erfasst. Neben den Energieflüssen werden dabei auch die energiebedingten Treibhausgasemissionen und Emissionen sonstiger Luftschadstoffe modelliert, so dass es möglich ist, für das europäische Energiesystem auch Möglichkeiten eines Emissionshandels bzw. einer gemeinsamen Reduktion von Schadstoffemissionen zu betrachten.

Für die Gestaltung des Referenzszenarios wurden Informationen der Internationalen Energieagentur, von Eurelectric und aus dem „Energy Outlook“ der Europäischen Kommission sowie für Deutschland die Arbeiten der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ verwendet. Im Referenzszenario bleibt der Primärenergieverbrauch je Einwohner im Betrachtungszeitraum nahezu unverändert. Allerdings sinkt die Energieintensität (Primärenergieverbrauch je Einheit Bruttoinlandsprodukt) des betrachteten Ausschnitts der europäischen Volkswirtschaft bzw. Deutschlands deutlich ab. Mit der Bewertung des Primärenergieverbrauchs nach der Wirkungsgradmethode (WM) sinkt die Energieintensität in Europa-10 im Zeitraum von 2000 bis

2030 durchschnittlich um 1,9 %/a (Deutschland: 2,0 %/a). Bei dem unterstellten Wachstum des Bruttoinlandsproduktes bedeutet dies, dass bis zum Jahr 2030 der Primärenergieverbrauch trotz eines leicht steigenden Endenergieverbrauchs aufgrund von Energieeffizienzverbesserungen bei der Energieanwendung, der Stromerzeugung und den sonstigen Energiewandlungstechniken geringfügig auf unter 38670 PJ (D: 12120 PJ) sinkt. Er ist damit um ca. 320 PJ (D: 1955 PJ) niedriger als im Jahr 2000. Dass diese Reduktion erreicht werden kann, trotz steigenden Endenergieverbrauchs und erhöhten Stromexports, resultiert vor allem aus den Effizienzverbesserungen der neugebauten Kraftwerke sowie zum Teil auch aus der primärenergetechnischen Bewertung der regenerativen Energieträger auf der Basis der Wirkungsgradmethode. Bezüglich der energiebedingten CO₂-Emissionen ergibt sich, dass, bezogen auf das Jahr 1990, das üblicherweise als Bezugspunkt für die Entwicklung der CO₂-Emissionen verwendet wird, das Emissionsniveau im Basisszenario im Jahr 2030 in Europa-10 um ca. 9 % (D: 12 %) niedriger liegt.

Zur quantitativen Ermittlung von Schäden durch die mittels TIMES-ES errechneten Umwelteinwirkungen wurde das Computermodell *EcoSense* entwickelt. Es basiert auf dem Prinzip des Wirkungspfadansatzes und stellt die erforderlichen Daten und Modelle bereit. Die in EcoSense realisierten Methoden erlauben eine räumlich aufgelöste und eine zeitlich zugeordnete Berechnung von externen Kosten, insbesondere durch Luftschadstoffe. Der räumliche Aspekt erlaubt die Berücksichtigung lokaler Gegebenheiten, wie Meteorologie und Bevölkerungsverteilung. In zeitlicher Hinsicht werden Aspekte wie Einwirkungsdauer, Latenzzeiten und Schadenseintritt in der Zukunft beachtet. Basierend auf einer Emissionsänderung werden mit sogenannten Dosis-Wirkungs-Beziehungen die physischen Auswirkungen der unterschiedlichen Konzentrationen berechnet. Hierbei können Schäden an Gesundheit, (Bau-) Material und Nutzpflanzen berücksichtigt werden, sowie jeweils einer oder mehrere der primären und sekundären Schadstoffe CO, SO₂, Benzol, Feinstaub (Nitrate, Sulfate, PM₁₀, PM_{2,5}) und Ozon (gebildet aus den Vorläufersubstanzen NMVOC und NO_x). Die entstehenden Auswirkungen werden dann monetarisiert, also in Geldwerte umgerechnet. Die höchsten externen Kosten ergeben sich mit 3600 bis 37000 Euro pro Tonne für PM₁₀, gefolgt von SO₂ (3200 bis 9500 Euro/t), NO_x (1200 bis 4200 Euro/t) und NMVOC (800 bis 2200 Euro/t).

Die Unterschiede in den externen Kosten in den einzelnen Regionen belegen die Notwendigkeit, eine regional differenzierte Vorgehensweise zu wählen. Bei den Variationen in den externen Kosten ist insbesondere zu unterscheiden zwischen Schäden, die im Nahbereich der Quelle und die mehrere hundert Kilometer entfernt entstehen. Bei ähnlicher Lage innerhalb Europas ist somit insbesondere für die Emissionen von SO₂ und PM₁₀, die auch zu Schädigungen im Nahbereich führen, die Bevölkerungsdichte im Land entscheidend. Das zeigt sich z. B. im Vergleich der Emissionen im Bereich des Transportsektors von Deutschland und Belgien. Die externen Kosten in Deutschland sind deutlich geringer als in Belgien, weil in

Deutschland ein höherer Anteil der Strassen außerorts liegen. Länder in Küstennähe, wie z. B. Dänemark, zeigen nur sehr geringe Schadenskosten im regionalen Bereich. Das ist insbesondere bei den marginalen Kosten im Kraftwerkssektor zu erkennen. Für Dänemark wurden dort im Ländervergleich die weitaus geringsten Kosten berechnet. Das gleiche Phänomen zeigt sich bei SO_2 . Variationen in den externen Kosten für NO_x -Emissionen ergeben sich zusätzlich aufgrund der berechneten Schäden durch Ozonkonzentrationen. Je nach dem bereits herrschenden Emissionsniveau sind verschiedene Auswirkungen der zusätzlichen Emissionen von NO_x zu beobachten. Bei hohem Niveau, wie etwa in Deutschland, führen zusätzliche Emissionen sogar zu einer Verringerung der Ozonkonzentrationen. Dies ist der Grund, weswegen sich z. B. die abgeschätzten externen Kosten durch NO_x zwischen Frankreich und Deutschland stark unterscheiden.

Die Kopplung der beiden Modelle TIMES-ES und EcoSense wird zur Analyse der Veränderungen in der deutschen Energieversorgung sowie der Nachbarstaaten durch die Berücksichtigung von externen Kosten für die Luftschadstoffe gegenüber einer Entwicklung ohne Internalisierung dieser Kosten für den Zeitraum bis zum Jahr 2030 verwendet. Es zeigt sich, dass die Hauptveränderungen im Umwandlungssektor stattfinden. Sowohl die energieträgerspezifische Stromerzeugungsstruktur als auch der Stromaustausch zwischen den Ländern verändert sich. Deutschland wird vom Stromexporteur zum –importeur. Anstelle in Kohlekraftwerken wird verstärkt Strom in Erdgas-GuD-Kraftwerken und Kernkraftwerken erzeugt.

Durch die Berücksichtigung der externen Schadenskosten für die Luftschadstoffe nimmt aufgrund der rationelleren Energieanwendung vor allem in den Sektoren Industrie, Haushalte und Kleinverbrauchern der Endenergieverbrauch ab. Dagegen steigt der Endenergieverbrauch an Sekundärenergieträgern an, da einerseits Techniken wie Wärmepumpen verstärkt genutzt werden und andererseits der Grad der Fernwärmeversorgung ansteigt. Als Zusatzeffekt bewirken die externen Kosten für die Luftschadstoffe eine Reduktion der energiebedingten CO_2 -Emissionen sowohl in Deutschland als auch in den Nachbarländern.

Mit dem neu entwickelten Integrated Assessment Modellinstrumentarium, bestehend aus dem Allgemeinen Gleichgewichtsmodell NEWAGE-World, den Ressourcenmodellen LOPEX, dem europäischen Energiesystemmodell TIMES-ES und dem Umwelt-Wirkungsmodell EcoSense steht nunmehr ein methodisches Rüstzeug zur Verfügung, das es erlaubt, die Auswirkungen der globalen und regionalen Grenzen der Tragfähigkeit der natürlichen Lebensgrundlagen sowie der Ressourcenverfügbarkeit auf nachhaltige Entwicklungen der Energieversorgung Deutschlands zu analysieren.

Literaturverzeichnis

- [AB93] Meeraus, A.; Brooke, A. und D. Lendrick: *GAMS – User’s Guide*, The Scientific Press, San Francisco, 1993 (www.gams.com)
- [AGFW01] Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbarer Energien, Band 2: Wärmeversorgung des Gebäudebestandes + Technologieentwicklung und –bewertung, Frankfurt 2001
- [ASPO02] Association for the Study of Peak Oil (ASPO): *ASPO – Newsletter No. 23*, November 2002 (www.asponews.org)
- [Ban01] Banks, F. E.: *Beautiful and not so beautiful minds: An introductory essay on economic theory and the supply of oil*, Hong Kong Energy Studies Centre, 2001
- [Ber97] Berdowski, J., Mulder, W., Veldt, C., Visschedijk, A., Zandveld, P.: Particulate matter (PM₁₀ - PM_{2,5} - PM_{0,1}) emissions in Europe. TNO-report TNO-MEP-R 96/472, TNO, Appeldoorn, The Netherlands 1997.
- [Ben02] Bentley, R.W.: Global oil and gas depletion: an overview. In: *Energy Policy* 30 (3), 2002, S. 189-205
- [Berg97] Berg, E.; Kverndokk, S. und K. E. Rosendahl: Gains from cartelisation in the oil market. In: *Energy Policy* 25 (13), 1997, S. 1075-1091
- [BGR03] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: *Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002*, Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien, Hannover, 2003
- [Brie03] Briem, S.; Diaz, A.; Blesl, M.; Fahl, U. und A.Voß: Chancen und Perspektiven innovativer Kraftwerkssysteme. In: Stein, G. und P. Markewitz (Hrsg.): *Energetische Perspektiven für Deutschland – Das IKARUS-Projekt*, Forschungszentrum Jülich, Jülich 2003
- [Camp00] Campbell, C. J.: *Die Erschöpfung der Welterdölreserven*, Vortrag an der Universität Clausthal, 2000 (www.hubbertpeak.com/de/vortrag.htm)
- [Capr01] Capros, P., Kouvaritakis, N. und L. Mantzos: Top-down Analysis of Greenhouse Gas Emission Reduction Possibilities in the EU, Contribution to a Study „Economic Evaluation of Sectoral Emission Reduction Objectives for Climate Change“ for DG Environment, European Commission by Ecofys Energy and Environment, AEA Technology Environment and National Technical University of Athens, Athens, March 2001

- [Cle91] Cleveland, C. J.: Physical and economic aspects of resource quality. In: *Resources and Energy 13*, 1991, S. 163-188
- [EC03] Europäische Kommission: *European Energy and Transport Trends to 2030*, Luxemburg 2003
- [EC00] Europäische Kommission: *Green Paper - Towards a European strategy for the security of energy supply*, 2000
- [EC99] European Commission: *ExternE Externalities of Energy. Vol 7 – Methodology 1998 update. A Report produced for the EC – DG XII*, Luxembourg, Office of Publications for the European Communities, Luxembourg 1999.
- [Eure02] Eurelectric: *Statistics and prospects for the European electricity sector (1980-1990, 2000-2020) (Eurprog2002)*, EURPROG Network of Experts, Union of the Electricity Industry, Brüssel, September 2002
- [Fahl96] Fahl, U. und P. Schaumann: *Energie und Klima als Optimierungsproblem am Beispiel Niedersachsen*, Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Band 34, Stuttgart 1996
- [Ferr00] Ferris, M. C. und T. S. Munson: *GAMS/PATH User Guide Version 4.3*, 2000 (www.gams.com)
- [Fich03] Fichani, K.: *Modeling the International Competitiveness of Botswana Coal*, Dissertation, West Virginia University, Morgantown, 2003 (<http://www.cafcs.wvu.edu/resm/Research/htmlpublications.htm>)
- [Foru02] Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hrsg.): *Energiemodelle zum Kernenergieausstieg in Deutschland: Effekte und Wirkungen eines Verzichts auf Strom aus Kernkraftwerken*, Physica-Verlag, 2002
- [Foru99] Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hrsg.): *Energiemodelle zum Klimaschutz in Deutschland: strukturelle und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen aus nationaler Sicht*, Physica-Verlag, 1999
- [Fri01] Friedrich, R. und Bickel, P. (Eds.): *Environmental External Costs of Transport*, Springer Verlag, Heidelberg 2001.
- [Gold] Goldstein, G., Kanudia, A., Kram, T., Loulou, R., Remme, U., Schaumann, P., Schwarz, A., Smekens, K., Tosato, G. und D. van Regemorter: *Systems Documentation, Description of MODEL Equations*, URL: www.crt.umontreal.ca/~amit/THEMODEL
- [Hub62] Hubbert, M. K.: *Energy Resources*, Report to the Comimittee on Natural Resources, National Academy of Science, Washington D. C., 1962
- [IEAE02] International Energy Agency: *Electricity Information 2002*, Paris, 2002

- [IEAW02] International Energy Agency: *World Energy Outlook 2002*, Paris, 2002
- [Jen03] Jensen, J. T.: The LNG Revolution. In: *The Energy Journal 24 (2)*, 2003, S. 1-45
- [Krüg02] Krüger, R.: Systemanalytischer Vergleich alternativer Kraftstoff- und Antriebskonzepte in der Bundesrepublik Deutschland, Dissertation, Universität Stuttgart, Fortschritt-Berichte VDI, Reihe 12, Nr. 499, VDI Verlag, Düsseldorf 2002
- [Krüg01] Krüger, R., Fahl, U., Bagemihl, J. und D. Herrmann: Perspektiven von Wasserstoff als Kraftstoff im öffentlichen Straßenpersonenverkehr von Ballungsgebieten und von Baden-Württemberg, Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Band 79, Stuttgart 2001
- [Lah01] Laherrère, J. H.: *Forecasting future production from past discovery*, paper presented at the OPEC seminar "OPEC and the global energy balance: towards a sustainable energy future", 2001
(<http://www.hubbertpeak.com/laherrere/opec2001.pdf>)
- [Lah02] Laherrère, J. H.: Modelling Future Liquids Production from Extrapolation of the Past and from Ultimates In: *Energy Exploration & Exploitation 20 (6)*, 2002, S. 457-480
- [Men75] Menard, H. W. und G. Sharman: Scientific uses of random drilling models. In: *Science 190 (42)*, 1975, S. 337-343
- [Molt01] Molt, S.: Entwicklung eines Instrumentes zur Lösung großer energiesystemanalytischer Optimierungsprobleme durch Dekomposition und verteilte Berechnung, Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Band 84, Stuttgart 2001
- [Nöt02] Nötstaller, R.: persönliche Mitteilung vom 20.12.2002 zur Vorgehensweise im SAUNER-Projekt
- [PROG01] PROGROS: Soziodemografische und ökonomische Rahmendaten, Zwischenbericht an die Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des 14. Deutschen Bundestages, Prognos AG, Basel, Februar 2001
- [PRIW01] PROGROS, IER, WI: Basisdaten für die Szenarienerstellung, Zwischenbericht an die Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des 14. Deutschen Bundestages, Prognos AG, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH im Wissenschaftszentrum Nordrhein-Westfalen (WI), Basel, Stuttgart, Wuppertal, November 2001

- [Reyn99] Reynolds, D. B.: The mineral economy: how prices and costs can falsely signal decreasing scarcity. In: *Ecological Economics* 31 (1), 1999, S.155-166
- [Reyn98] Reynolds, D. B.: Entropy subsidies. In: *Energy Policy* 26 (2), 1998, S. 113-118
- [RWE02] RWE Rheinbraun: *World Market for Hard Coal*, Köln, 2002
- [SAU00] SAUNER: Sustainability And the Use of Non-rEnewable Resources. European Commission DG XII, Environment and Climate Programme, Final Report, Contract ENV4-CT97-0692, Brussels, 2000
- [Scha97] Schaumann, P. und C. Schlenzig: MESAP III ein Werkzeug für Energie und Umweltmanagement. In: *Energiemodelle in der Bundesrepublik Deutschland – Stand der Entwicklung*. Proceedings des IKARUS-Workshops am 24. und 25. Januar 1996, Haus der Wirtschaft, Stuttgart, hrsg. von Molt, S. und U. Fahl, Jülich 1997
- [Scha95] Schaumann, P. und O. Schweike: Entwicklung eines Computermodells mit linearer Optimierung zur Abbildung eines regionalisierten Energiesystems am Beispiel Gesamtdeutschlands, Wissenschaftliche Berichte der Hochschule für Technik, Wirtschaft und Sozialwesen (FH) Zittau/Görlitz, Nr. 1481, Heft 39, Zittau 1995
- [Schi00] Schindler, J. und W. Zittel: *Fossile Energiereserven (nur Erdöl und Erdgas) und mögliche Versorgungsengpässe aus Europäischer Perspektive*, Ludwig-Bölkow Systemtechnik GmbH, Ottobrunn, 2000
- [Schl96] Schlenzig, C. und A. Reuter: MESAP-III: An Information and Decision Support System for Energy and Environmental Planning. In: Carraro, C. und A. Haurie (Hrsg.): *Operations Research and Environmental Management*, Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, Netherlands, 1996
- [Sen02] Sen, C. T.: Special Report: Global LNG industry expanding to meet heightened gas-demand projections, In: *Oil and Gas Journal* 100 (32), 2002, S. 56-66
- [Tso01] Tsoularis, A.: Analysis of Logistic Growth Models. In: *Research Letters in the Information and Mathematical Sciences* 2, 2001, S. 23-46
- [Uhl76] Uhler, R. S.: Costs and supply in petroleum exploration: the case of Alberta. In: *Canadian Journal of Economics* 19, 1976, S. 72-90
- [Voog01] Voogt, M. H.; Uytterlinde, M. A.; de Noord, M.; Skytte, K.; Nielsen, L. H.; Leonardi, M.; Whiteley, M. und M. Chapman: *Renewable Energy Burden Sharing (REBUS)*, Energy Research Center of the Netherlands (ECN), Energy for Sustainable Development (ESD), RISO National Laboratory (RISO), Servizi per L'Energia (SERVEN), Amsterdam, Mai 2001

-
- [Wat96] Watkins, G. C. und S. S. Streifel: *World Crude Oil Resources: Evidence From Estimating Supply Functions for 41 Countries*, Worldbank Policy Research Working Paper 1756, Washington, 1996
- [Wu95] Wu, Y. J. und J. D. Fuller: Introduction of geometric, distributed lag demand into energy-process models. In: *Energy 20 (7)*, 1995, S. 647-656

Anhang

A **Weltregionen in den Ressourcenmodellen**

B **Energieressourcen**

Anhang A: Weltregionen in den Ressourcenmodellen

AFR	Africa	Algeria Angola Botswana Burkina Faso Cameroon Central African Republic Comoros Congo Equatorial Guinea Ethiopia Gambia Guinea Kenya Liberia Malawi Mauritania Morocco Mozambique Niger Reunion Sao Tome and Principe Seychelles Somalia St. Helena Swaziland Tunisia Uganda Zambia	Benin British Indian Ocean Territory Burundi Cape Verde Chad Cote d' Ivoire Djibouti Egypt Eritrea Gabon Ghana Guinea-Bissau Lesotho Libya Madagascar Mali Mauritius Namibia Nigeria Rwanda Senegal Sierra Leone South Africa Sudan Tanzania Togo Zaire Zimbabwe
CPA	Centrally Planned Asia & China	Campuchea Hong Kong Lao (PDR) Vietnam	China Korea (DPR) Mongolia
EU-15	European Union - 15	Austria Belgium Denmark Finland France Germany Greece Ireland	Italy Luxembourg Netherlands Portugal Spain Sweden United Kingdom
WEU	Western Europe without EU-15	Andorra Azores Cyprus Faeroe Islands Gibraltar Greenland Iceland	Isle of Man Liechtenstein Madeira Malta Monaco Norway Switzerland Turkey
EEU	Central & Eastern Europe	Albania Bulgaria Czech Republic Hungary Romania Slovenia	Bosnia and Herzegowina Croatia Former Yug. Rep- of Macedonia Poland Slovak Republic Yugoslavia

FSU	Former Soviet Union	Armenia Belarus Estonia Kazakhstan Lithuania Russian Federation Tajikistan Uzbekistan	Azerbaijan Georgia Kyrgyzstan Latvia Moldova Turkmenistan Ukraine
LAM	Latin America and the Caribbean	Antigua and Barbuda Bahamas Belize Bolivia Chile Costa Rica Dominica Ecuador French Guyana Guadeloupe Guyana Honduras Martinique Netherlands Antilles Panama Peru Santa Lucia Suriname Uruguay	Argentina Barbados Bermuda Brazil Colombia Cuba Dominican Republic El Salvador Grenada Guatemala Haiti Jamaica Mexico Nicaragua Paraguay St. Kitts & Nevis St. Vincent Trinidad / Tobago Venezuela
NAM	North America	Canada United States	Puerto Rico Virgin Islands Guam
MEA	Middle East	Bahrain Iran (Islamic Republic) Jordan Lebanon Qatar Yemen	Iraq Israel Kuwait Oman Saudi Arabia Syria (Arab Republic) United Arab Emirates
PAO	Pacific OECD	Australia New Zealand	Japan
PAS	Other Pacific Asia	American Samoa Fiji Gilbert-Kiribati Malaysia New Caledonia Philippines Singapore Taiwan, China Tonga Western Samoa	Brunei French Polynesia Indonesia Myanmar Papua New Guinea Republic of Korea Solomon Islands Thailand Vanuatu
SAS	South Asia	Afghanistan Bhutan Maldives Pakistan	Bangladesh India Nepal Sri Lanka

Bemerkung:

Im Gegensatz zur Ländereinteilung in SAUNER [SAU00] wurden die EU-15-Länder als eigene Region aufgeführt, sowie die 6 Nordafrikaländer Ägypten, Algerien, Libyen, Marokko, Sudan und Tunesien nicht dem Mittleren Osten zugewiesen, sondern zur besseren Berücksichtigung des Erdgastransports zwischen Afrika und Europa der Region AFR (Afrika) zugeordnet.

Anhang B: Energieressourcen

Rohölvorkommen:

Region	I Crude oil reserves Gt	II Crude oil EOR reserves Gt	III Crude oil undisc. resources Gt	IV Tar Sand resources Gt	V Heavy Oil resources Gt	VI Shale Oil resources Gt	Total I-VI Gt
non-OPEC	38.4	45.2	40.8	115.0	34.8	298.9	573
OPEC	136.1	77.3	19.7	0.0	74.7	0.0	308
World	174.5	122.6	60.5	115.0	109.4	298.9	881

Erdgasvorkommen:

Region	I Natural gas reserves Gtoe	II Natural gas EGR reserves Gtoe	III Natural gas undisc. resources Gtoe	IV Coalbed methane resources Gtoe	V Tight gas resources Gtoe	VI Gas hydrates resources Gtoe	VII Aquifer gas resources Gtoe	Total I-VII Gtoe
NAM	9.0	20.0	13.8	10.9	6.4	220.4	127.4	408
LAM	9.8	7.1	7.7	0.0	2.7	131.7	119.7	279
EU-15	3.8	5.0	2.2	2.5	1.8	35.5	22.6	73
WEU	3.1	2.2	2.6	0.0	0.8	11.0	9.7	29
EEU	0.6	1.1	0.7	0.7	0.4	0.0	7.7	11
FSU	59.8	44.2	43.3	34.2	21.3	645.8	85.3	934
MEA	47.0	29.3	20.1	0.0	10.6	11.0	78.5	197
AFR	8.7	5.9	7.3	0.5	2.6	11.0	73.8	110
PAS	4.8	3.7	3.7	2.8	1.8	0.0	52.2	69
SAS	1.4	1.2	1.7	1.0	0.6	11.0	20.2	37
CPA	1.1	1.0	4.4	14.6	4.5	0.0	32.2	58
PAO	2.1	1.5	0.5	4.4	0.5	54.9	65.1	129
World	151	122	108	72	54	1132	694	2333

Kohlevorkommen:

Region	A Hard Coal reserves Gtoe	B Hard Coal resources Gtoe	A Brown Coal reserves Gtoe	B Brown Coal resources Gtoe	Total Gtoe
NAM	126.0	449.2	12.1	133.9	721
LAM	12.1	24.6	0.0	1.5	38
EU-15	16.1	224.7	8.8	6.9	257
WEU	0.3	0.2	1.6	0.2	2
EEU	11.3	70.7	5.6	9.3	97
FSU	19.3	2016.8	3.3	500.7	2540
MEA	0.1	0.7	0.0	0.5	1
AFR	25.6	120.9	0.0	0.1	147
PAS	1.2	4.6	1.1	3.6	10
SAS	35.8	56.2	0.4	0.9	93
CPA	46.7	286.0	5.2	23.6	362
PAO	30.0	92.9	9.2	44.6	177
World	324.6	3347.5	47.3	725.8	4445