



**zentrum für energieforschung
stuttgart**



Energie- und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen veränderter Rahmenbedingungen auf die Nutzung von Erdgas in Deutschland

Markus Blesl, Robert Beestermöller, Ralf Kuder, Ulrich Fahl

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER)

Universität Stuttgart

Energie- und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen veränderter Rahmenbedingungen auf die Nutzung von Erdgas in Deutschland

Studie für das
Zentrum für Energieforschung Stuttgart (ZfES)

Markus Blesl, Robert Beestermöller, Ralf Kuder, Ulrich Fahl

August 2013

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart

Prof. Dr.-Ing. A. Voß

Abteilung Energiewirtschaft und Systemtechnische Analysen

Dr. Ulrich Fahl

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	II
Tabellenverzeichnis.....	III
1 Einleitung	1
2 Rolle des Erdgases unter Treibhausgasminderungszielen und bei Ausbau der erneuerbaren Energien	3
3 Tendenzen der Stromerzeugung hin zu kleineren Leistungseinheiten	10
3.1 Zunehmende Bedeutung von KWK-Anlagen	10
3.2 Kraftwerksprojekte in Deutschland: Vergleich von Planung und aktuellem Stand seit 2008	12
3.3 Szenariofestlegung	15
4 Auswirkungen einer dezentralen Stromerzeugung auf die Struktur der Energieversorgung in Deutschland	18
4.1 Stromerzeugung und Strompreise	18
4.2 Entwicklungen in den Nachfragesektoren.....	22
4.3 Entwicklung des Primärenergieverbrauchs und des Erdgaseinsatzes	25
5 Auswirkungen der Dezentralisierung der Stromerzeugung in Deutschland auf ausgewählte volkswirtschaftliche Größen.....	29
5.1 Volkswirtschaftliche Verflechtung des Stromsektors in Deutschland.....	29
5.2 Methodische Grundlagen	31
5.3 Szenariobasierte Modellrechnungen	33
5.3.1 Vorgabe eines Strompreisaufschlags (Szenario DEZ).....	34
5.3.2 Variierte Verteilung der Strommehrkosten (Szenario DEZ_UM).....	37
6 Zusammenfassung und Ausblick	42
7 Literaturquellen und Referenzen	46
8 Anhang	50
8.1 Modellbeschreibung TIMES PanEU.....	50
8.2 Modellbeschreibung NEWAGE.....	58

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Erdgasverbrauch und -einsatz in Deutschland in 2012/2030 im Szenarienvergleich	5
Abbildung 2-2:	Nettostromerzeugung aus Erdgas in Deutschland in Abhängigkeit des Treibhausgasminderungsziels	7
Abbildung 2-3:	Nettostromerzeugung aus Erdgas in Deutschland in Abhängigkeit des Treibhausgasminderungsziels und des Erdgaspreises	8
Abbildung 3-1:	Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung in Deutschland.....	10
Abbildung 4-1:	Nettostrombereitstellung in Deutschland im Szenariovergleich.....	19
Abbildung 4-2:	Erdgasstromerzeugung in Deutschland im Szenariovergleich.....	20
Abbildung 4-3:	Veränderung der Erdgasstromerzeugung in Deutschland im Szenariovergleich (DEZ zu ETS75).....	20
Abbildung 4-4:	Strompreisentwicklung in Deutschland im Szenario DEZ im Vergleich zum Szenario ETS75 nach Sektoren	21
Abbildung 4-5:	Endenergieverbrauch gesamt in Deutschland im Szenariovergleich	22
Abbildung 4-6:	Deckung der Stromnachfrage in der Industrie in Deutschland im Szenariovergleich.....	23
Abbildung 4-7:	Wärmeerzeugung in industriellen KWK-Anlagen nach Branche und Energieträger in Deutschland im Szenariovergleich.....	24
Abbildung 4-8:	Erdgaseinsatz in der Industrie in Deutschland im Szenariovergleich	25
Abbildung 4-9:	Primärenergieverbrauch in Deutschland im Szenariovergleich	26
Abbildung 4-10:	Erdgaseinsatz nach Anwendungsbereichen in Deutschland im Szenariovergleich.....	27
Abbildung 4-11:	Erdgaseinsatz nach Anwendungsarten in Deutschland im Szenariovergleich	28
Abbildung 5-1:	Anteil der Stromkosten an den Produktionskosten und Güteranteile an den Konsumausgaben in Deutschland im Basisjahr 2004.....	30
Abbildung 5-2:	Vergleich der Vorleistungsstruktur von Nichteisenmetallen und Dienstleistungen in Deutschland im Basisjahr 2004.....	30
Abbildung 5-3:	CES-Schachtelung der Stromerzeugungstechnologien in NEWAGE.....	32
Abbildung 5-4:	RWA und RCA in Deutschland im Basisjahr 2004	34
Abbildung 5-5:	Strompreisänderung in Deutschland im Szenario DEZ (2015-2030, in % zu ETS75)	34
Abbildung 5-6:	Entwicklung von Stromnachfrage und -kosten in Deutschland im Szenario DEZ (2015-2030, in % zu ETS75).....	35

Abbildung 5-7:	Wettbewerbsfähigkeit in 2030 im Szenario DEZ (in % zu ETS75).....	36
Abbildung 5-8:	Entwicklung von BIP und Beschäftigung im Szenario DEZ (2015-2030, in % zu ETS75).....	36
Abbildung 5-9:	Kostenaufschläge für die Umverteilung der Strommehrkosten auf den Strompreis und einzelne Verbraucher im Szenario DEZ_UM (2015-2030, in %).....	38
Abbildung 5-10:	Entwicklung der Industrie- und Haushaltanteile an den gesamten Stromkosten pro Umlagekonzept im Szenario DEZ_UM (2010-2030, in %).....	38
Abbildung 5-11:	Änderung der Wettbewerbsfähigkeit pro Umlagekonzept im Szenario DEZ_UM in 2030 (in % zu ETS75)	39
Abbildung 5-12:	Entwicklung von BIP und Beschäftigung pro Umlagekonzept im Szenario DEZ_UM (2010-2030, in % zu ETS75).....	40
Abbildung 8-1:	Schematische Darstellung eines Referenzenergiesystems.....	50
Abbildung 8-2:	Endenergieverbrauch der Industrie zur Wärmebereitstellung nach Temperaturniveaus in der EU-27 in 2005.....	55
Abbildung 8-3:	Schematische Darstellung der Herleitung der Kosten-Potenzial-Kurven für CO ₂ -Transport und Speicherung in TIMES PanEU.....	57
Abbildung 8-4:	Aufbau und Struktur von NEWAGE	58
Abbildung 8-5:	CES-Schachtelung in NEWAGE.....	60
Abbildung 8-6:	CES-Schachtelung der Stromerzeugungstechnologien in NEWAGE	61

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Szenarienfestlegung zur Analyse der Rolle von Erdgas	4
Tabelle 3-1:	Realisierung von Braunkohlekraftwerksprojekten in Deutschland	12
Tabelle 3-2:	Realisierung von Steinkohlekraftwerksprojekten in Deutschland.....	13
Tabelle 3-3:	Realisierung von Erdgaskraftwerksprojekten in Deutschland.....	14
Tabelle 3-4:	Szenariodefinition für die energiewirtschaftliche Analyse.....	16
Tabelle 3-5:	Szenariodefinition für die gesamtwirtschaftliche Analyse	17
Tabelle 8-1:	Im Energiesystemmodell TIMES PanEU modellierte Kraftstoff- und Antriebsalternativen.....	53
Tabelle 8-2:	Regionale und sektorale Modelleinteilung in NEWAGE.....	60

1 Einleitung

Ausgehend von der aktuellen Diskussion über die zukünftige Ausrichtung der deutschen Energiepolitik und Energiewirtschaft stellt sich auch die Frage nach der zukünftigen Rolle der einzelnen Energieträger. Die Option eines höheren Anteils von Erdgas an der Energieversorgung ist im Zusammenhang mit einer neuen Ausrichtung der nationalen Energiepolitik, geprägt von Klimaschutzambitionen, der verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien und dem Ausstieg aus der Kernenergie, eine der Lösungsmöglichkeiten. Eine entscheidende Rolle bei diesen Überlegungen spielen dabei die Fragen, welchen Gestaltungsspielraum es für einen denkbaren zukünftig höheren Anteil von Erdgas gibt.

Der Einsatz von Erdgas im Energiesystem hängt von den energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen ab. Zu den wichtigsten Maßnahmen und Zielen in diesem Bereich zählen die Reduktion der Treibhausgas(THG)-Emissionen und der Ausbau der erneuerbaren Energien. Eine Reduktion der THG-Emissionen wie auch der Ausbau der erneuerbaren Energien sind Teil der europäischen 20/20/20-Ziele. Diese sind Teil des von der Kommission im Jahr 2008 vorgeschlagenen Klima- und Energiepakets (European Commission 2008). Oftmals wird dem Energieträger Erdgas dabei die Rolle einer Brückentechnologie auf dem Weg zu einer Dekarbonisierung des Energiesystems zugeschrieben. Es stellt sich somit die Frage, welche Auswirkungen unterschiedliche THG-Ziele und Ausbaupfade für erneuerbare Energien auf den Gaseinsatz haben. Um die zukünftige Rolle von Erdgas zu bestimmen, gilt es zudem, die Preissensitivität der Erdgasnachfrage zu untersuchen.

In Deutschland stellt sich zudem die Frage, ob Neubauprojekte für Großkraftwerke in Zukunft realisiert werden können oder ob ein verstärkter Ausbau erdgasbetriebener Erzeugungsanlagen mit einer geringeren Leistung verfolgt wird. Ein Verzicht auf den Neubau von Großkraftwerken hätte spürbare Folgen für die Energiewirtschaft, die verarbeitende Industrie oder die Haushalte. Eine dezentrale, von industrieller, kommunaler und/oder privater Eigenerzeugung geprägte Struktur würde eine größere Koordinierung der Netze erfordern – sowohl der Erdgasnetze als auch der Stromnetze und Fernwärmeleitungen –, da Erdgas verstärkt in Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) eingesetzt würde. Die Einsatzpotenziale für dezentrale KWK-Anlagen hängen stark von den Abnahmemöglichkeiten für die darin erzeugte Prozess- und Nah-/Fernwärme in der Industrie bzw. in den Haushalten und dem Gewerbe-, Handels-, Dienstleistungs- (GHD-)Sektor ab.

Hinzu kommt, dass strukturelle Veränderungen in der Stromerzeugung von Großkraftwerken hin zu räumlich verteilten, erdgasbasierten KWK-Anlagen zu einem Anstieg der Stromerzeugungskosten sowie der Strompreise führen können. Strompreiserhöhungen bedeuten eine Kostensteigerung für energieintensive Industrien. Fallen diese Kostensteigerungen zu hoch aus, kann es passieren, dass Standorte unrentabel werden und aufgrund günstiger Energiepreise im Ausland eine Abwanderung der entsprechenden Industrie vollzogen wird. Neben der Produk-

tion würden dadurch auch das produktionstechnische Know-how und Arbeitsplätze ins Ausland verlagert. Dies kann aufgrund der volkswirtschaftlichen Verflechtung negative Rückkopplungseffekte auf andere Sektoren ausüben, so dass es unter Umständen zu einer weiteren Schwächung des Industriestandorts Deutschland kommt. Hieraus ergibt sich die Frage, wo die Schwellenwerte von Strompreiserhöhungen hinsichtlich derartiger Abwanderungen liegen bzw. welche Kostensteigerungen verkraftbar sind und welche nicht.

Ziel dieser Studie ist die energie- und gesamtwirtschaftliche Analyse der Bedeutung von Erdgas für die Energiewirtschaft Deutschlands, insbesondere hinsichtlich einer zunehmend dezentraleren Stromerzeugung. In der einführenden Analyse sollen dazu die Auswirkungen von veränderten energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen in Form der THG-Ziele und Ausbaupfade für erneuerbare Energien untersucht werden. Weiterhin soll die Preissensitivität der Erdgasnachfrage näher betrachtet werden. Anschließend werden aktuelle Entwicklungstendenzen im Stromsektor in Deutschland hin zu einer zunehmenden Nutzung kleinerer und räumlich verteilter Erzeugungseinheiten näher analysiert.

In der energiewirtschaftlichen Betrachtung soll untersucht werden, inwiefern ein Ausbleiben zukünftiger Großkraftwerksneubauprojekte zu einer Zunahme dezentraler erdgasbasierter Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen führt. Mittels der Betrachtung verschiedener Szenarien mit und ohne Investitionen in neue Großkraftwerksprojekte sollen strukturelle Veränderungen in der Stromerzeugung und eventuell damit einhergehende Veränderungen der Strompreise aufgezeigt werden. Im Weiteren sind eine stärkere dezentrale Ausrichtung der Stromerzeugung und die sich dadurch ergebenden Konsequenzen für die Strom-, Gas- und Fernwärmeversorgung zu untersuchen.

Aufbauend auf den Ergebnissen der energiewirtschaftlichen Analyse sollen in einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung die Auswirkungen möglicher strompreisinduzierter Kostensteigerungen auf die Wettbewerbsfähigkeit energieintensiver Industrien analysiert werden. Zudem werden unterschiedliche Kostenumlagekonzepte auf Haushalte, Wirtschaft und Industrie untersucht. Dabei geht es um die Frage, wie sich die Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie verändert, in welcher Höhe Produktionsverlagerungen zu erwarten sind und welche Besonderheiten sich bei einer unterschiedlichen Verteilung möglicher Strommehrkosten auf bestimmte Stromverbraucher, wie Haushalte, Wirtschaft und Industrie, ergeben. Letzteres ist besonders vor dem Hintergrund der aktuellen Diskussion über die Verteilung der Kosten der Erneuerbaren Energien (EEG-Umlage) auf die Stromverbraucher und damit verbundener Ausnahmeregelungen für einzelne Branchen von Relevanz.

2 Rolle des Erdgases unter Treibhausgasminderungszielen und bei Ausbau der erneuerbaren Energien

Die Einschätzungen hinsichtlich der zukünftigen Rolle des Erdgases in der Energieversorgung haben sich in den letzten Jahren verändert. Bis 2007/2008 wurde dem Erdgas noch eine weiter wachsende Bedeutung in der Energieversorgung Deutschlands und Europas in den kommenden Jahren zugeschrieben. In diesen Jahren ist beispielsweise noch die Prognos AG in dem im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) erstellten Energiereport IV „Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030“ davon ausgegangen, dass im Jahre 2030 die Naturgase mit 3.816 PJ einen Anteil von 31,5 % am Primärenergieverbrauch in Deutschland aufweisen (Schlessinger et al. 2010). Dies hätte einen deutlichen Anstieg gegenüber heute (2.953 PJ bzw. 29,2 % in 2012) bedeutet. Für die Europäische Union gingen die Projektionen des Reports „European Energy and Transport – Trends to 2030 – Update 2007“ von einer ähnlichen Entwicklung wie in Deutschland aus (Capros et al. 2008). Im Weiteren wurde davon ausgegangen, dass sich zusätzlich die Erdgasnachfrage noch verstärkt, wenn Anforderungen zum Klimaschutz berücksichtigt werden würden.

Um die treibenden Größen für die Entwicklung der Nachfrage nach Erdgas in Deutschland und Europa zu analysieren, wird in einem ersten Schritt eine Szenarienanalyse mit dem Energiesystemmodell TIMES PanEU (eine Modellbeschreibung findet sich im Anhang im Abschnitt 8.1) durchgeführt. Hierin wird untersucht, inwieweit Politiken im Bereich Klimaschutz und bei den Erneuerbaren Energien bzw. die unterstellte Entwicklung der Energiepreise bzw. deren Preisrelation zueinander Einfluss auf den Erdgasabsatz haben. Dafür wird im Rahmen der Szenarienanalyse eine Variation der Parameter Treibhausgasminderungsziel bzw. der Geltungsbereich des Minderungsziels (Anlagen des Emission Trading Systems (ETS) oder darüber hinaus), die Vorgabe hinsichtlich einer Quote bezüglich des Bruttoendenergieverbrauchs an erneuerbaren Energien (BEEV) und einer Variation der Energieträgerpreise vorgenommen, um den damit einhergehenden Primärenergieverbrauch an Erdgas und die Stromerzeugung mittels Erdgas zu ermitteln.

Für die Szenarienanalyse ist die Vorgabe von politischen und sozioökonomischen Rahmenannahmen notwendig. Hinsichtlich der Energieträgerpreisentwicklung erfolgte diese in Anlehnung an den World Energy Outlook 2011 der Internationalen Energieagentur (IEA) (110 \$/bbl in 2020; 120 \$/bbl in 2030, 130 \$/bbl in 2050) (IEA 2011). Im Weiteren wird von einem durchschnittlichen Wirtschaftswachstum in Deutschland von 1,1 %/a und einem Rückgang der Bevölkerung bis 2030 auf 79,7 Mio. Einwohner und auf 74,3 Mio. in 2050 ausgegangen. In der Referenzentwicklung wird hinsichtlich der politischen Vorgaben von einem auf den ETS begrenzten Treibhausgasminderungsziel von -21 % bis 2020 gegenüber dem Jahr 2005 und von -34 % bis 2030 ausgegangen. Im Bereich der erneuerbaren Energien wird einerseits vorausgesetzt, dass das EEG fortgeführt wird, d. h., der Anteil des Strom aus erneu-

erbaren Energien an der Nettostromerzeugung wächst insgesamt auf ca. 30 % in 2020 über 45 % in 2030 auf 60 % bis zum Jahr 2050 an. Andererseits wird zusätzlich angenommen, dass die Quote bezüglich des Bruttoendenergieverbrauchs an erneuerbaren Energien (BEEV) von mind. 18 % bis 2020 erreicht wird. In den nachfolgenden Jahren wird nicht von einer Verschärfung der BEEV Quote ausgegangen. Im Weiteren wird von einem technologischen und ökonomischen Fortschritt für Erneuerbare und Innovative Technologien ausgegangen. Die betrachteten Szenarien sind in Tabelle 2-1 zusammengefasst.

Tabelle 2-1: Szenarienfestlegung zur Analyse der Rolle von Erdgas

		ETS	THG		THG -45% Erdgaspreis		THG - 45% + BEEV
			Min	Max	Min	Max	
ETS- Reduktionsvorgaben gg. 2005	2030	-34%	-	-	-	-	-
	2050	-75%	-	-	-	-	-
Treibhausgas- minderungsziel (gesamtes Energie- system) gg. 1990	2030	-	-30%	-45%	-45%	-45%	-45%
	2050	-	-50%	-90%	-90%	-90%	-90%
Erdgaspreis	2030	7,9 € <small>2007/GJ</small>	7,9 € <small>2007/GJ</small>	7,9 € <small>2007/GJ</small>	4,8 € <small>2007/GJ</small>	9,5 € <small>2007/GJ</small>	7,9 € <small>2007/GJ</small>
	2050	8,5 € <small>2007/GJ</small>	8,5 € <small>2007/GJ</small>	8,5 € <small>2007/GJ</small>	5,1 € <small>2007/GJ</small>	10,2 € <small>2007/GJ</small>	8,5 € <small>2007/GJ</small>
Bruttoenergiever- brauch erneuerbaren Energien (BEEV)	2030	-	-	-	-	-	36%
	2050	-	-	-	-	-	70%

Derzeit werden ca. 80 % des Erdgases im Wärmemarkt verwendet, d. h., Erdgas wird nur zum geringeren Teil in der Stromerzeugung oder im Bereich Mobilität eingesetzt. Aufgrund der gesetzlichen Rahmenbedingungen für den Wärmemarkt (z. B. EnEV, WärmeEEG) und dem Einsatz effizienter Anwendungstechnologien (z. B. Erdgas-Brennwertkessel anstatt Niedertemperaturkessel oder eventuell zukünftig Gas-Wärmepumpen) ist im Wärmemarkt tendenziell sowohl mit einem Rückgang der Nutzenergienachfrage als auch einem Rückgang des Endenergieverbrauchs zu rechnen, unabhängig von der Entwicklung anderer Bestimmungsfaktoren. Die Entwicklungen im Wärmemarkt sorgen somit tendenziell für eine rückläufige Gasnachfrage. Diese Entwicklung wird von anderen Rahmenbedingungen nur teilweise gedämpft. Vom Emissionshandelssystem ETS ist der Raumwärmebereich nicht betroffen. Im Fall eines auf die am Emissionshandel beteiligten Anlagen begrenzten Minderungszieles hat dieses Auswirkungen auf die öffentliche Strom- und Wärmerzeugung und die energieintensive Industrie jedoch nicht auf die Raumwärmebereitstellung beispielsweise durch Zentralheizungen in Wohn- und Nichtwohngebäuden.

Die Entwicklungen im Wärmemarkt und der rückläufige Erdgaseinsatz in diesem Bereich sind hauptverantwortlich für den insgesamt rückläufigen Erdgaseinsatz. Im Szenarienvergleich geht zwischen 2012 und 2030 der Primärenergieverbrauch von Erdgas bei der Vorgabe eines ETS-Reduktionsziels von 34 % deutlich um ca. 900 PJ zurück (Spalte ETS -34% in Abbildung 2-1). Dieser Rückgang ist nicht ausschließlich auf den Mindereinsatz von Erdgas in der Stromerzeugung zurückzuführen, sondern ergibt sich im Wesentlichen aufgrund der gesetzlichen Rahmenbedingungen im Wärmemarkt, die den Erdgaseinsatz um ca. 700 PJ vor allem im Bereich der Haushalte und des GHD vermindern.

Veränderungen beim Treibhausgasminderungsziel bewirken, dass C-haltige Energieträger in geringerem Umfang eingesetzt werden bzw. dass ein Wechsel von C-reicheren zu C-ärmeren Energieträgern, d. h. beispielsweise von Kohlen zu Erdgas, vollzogen wird. In Abhängigkeit der Ausgestaltung des Minderungsziels, d. h. einerseits der Höhe der geforderten Minderung und andererseits des Geltungsbereichs, d. h. ob sie wie im Fall des Emissionshandelssystems (ETS) nur für Anlagen mit einer Feuerwärmeleistung von 20 MW_{therm} gelten, ergeben sich unterschiedliche Auswirkungen auf die Struktur der eingesetzten Energieträger und der Menge in den verschiedenen Sektoren.

Eine Ausweitung des Treibhausgasminderungsziels auf alle Sektoren und eine weitere Verschärfung dieser Vorgaben in einer Spannbreite von -30 % bis -50 % in 2030 gegenüber 1990 sorgt für einen weiteren Rückgang des Erdgaseinsatzes im Vergleich zum Szenario ETS -34%, da infolge dessen auch der Erdgaseinsatz im Bereich der Raumwärme- und Brauchwarmwasserbereitstellung sowie der Mobilität unter diese Zielvorgaben fällt.

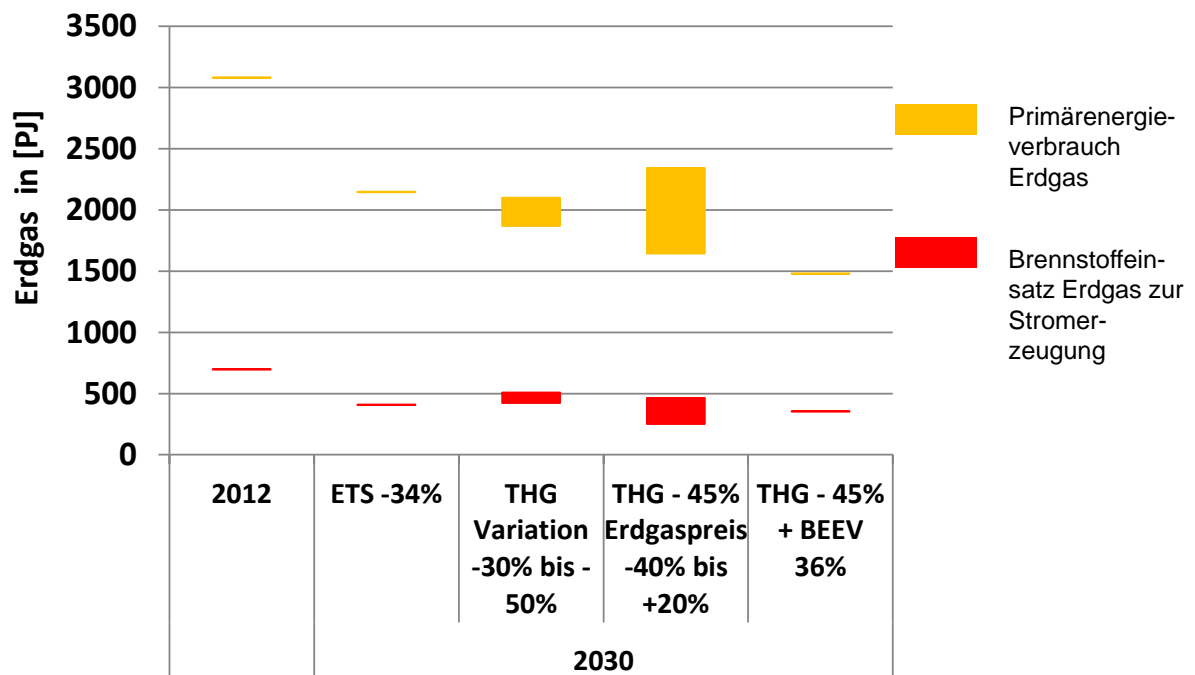


Abbildung 2-1: Erdgasverbrauch und -einsatz in Deutschland in 2012/2030 im Szenarienvergleich

Wird von einem Treibhausgasminderungsziel von -45 % bis zum Jahr 2030 gegenüber 1990 für alle Sektoren ausgegangen, bewirkt ein Rückgang des Gaspreises einen deutlichen Anstieg des Gaseinsatzes sowohl im Bereich der Stromerzeugung als auch im Primärenergieverbrauch an Erdgas insgesamt. Erdgas wird unter diesen Rahmenbedingungen nicht nur im Bereich der Stromerzeugung sondern auch vor allem im Wärmemarkt konkurrenzfähiger. Erdgas verdrängt hierbei jedoch weniger das Heizöl, das bis 2030 so und so einen Großteil seiner Bedeutung einbüßt, sondern wird nochmals stärker im Bereich der industriellen Prozesswärmebereitstellung an Stelle von Steinkohle eingesetzt.

Die Vorgabe einer sektor übergreifenden Quote für erneuerbare Energien (als Anteil am Bruttoendenergieverbrauch) (BEEV) bei einem THG-Minderungsziel von -45 % in 2030 und den Referenzpreisen würde für einen weiteren Rückgang des Erdgaseinsatzes (Abbildung 2-1) sorgen, da zur Quotenerfüllung die erneuerbaren Energien auch im Wärmemarkt bzw. bei der Mobilität einen Beitrag zu leisten haben. Die BEEV-Quote fördert auch einen vermehrten Einsatz von Solarthermie zur Unterstützung der Brauchwarmwasserbereitstellung und von Umgebungswärme. Aufgrund der schlechteren Arbeitszahl von Erdgaswärmepumpen im Vergleich zu elektrischen Wärmepumpen profitieren diese nicht von der BEEV-Vorgabe. Dadurch ergibt sich im Bereich der Gebäudeheizung nicht nur absolut sondern auch in Bezug auf die versorgten Wohneinheiten ein deutlicher Rückgang.

Hinsichtlich der Entwicklung der Stromerzeugung aus Erdgas ist in der Referenz (ETS -34%) aufgrund des Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien langfristig die Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken in Deutschland rückläufig (Abbildung 2-2). Das Niveau des Rückgangs der Stromerzeugung aus Erdgaskraftwerken bis 2020 wird neben den Erdgaspreisen in Relation zu den Steinkohlepreisen von der Außerbetriebnahme der 2013 bestehenden und im Bau befindlichen Steinkohlekraftwerken beeinflusst. Nach dem Jahr 2020 kommt es bis zum Jahr 2030 aufgrund des Wegfalls der Kernkraftwerke zu einem leichten Anstieg der Stromerzeugung aus Erdgas.

In 2030 wird auch bei verstärktem THG-Minderungsziel unter den ökonomischen Basisannahmen die Stromerzeugung aus Erdgaskraftwerken nur unwesentlich gesteigert, da geringe THG-Minderungsziele von -30 % für Europa in 2030 und der gleichzeitig unterstellte Ausbau der erneuerbaren Energien bewirken, dass Deutschland Strom aus Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken exportiert (siehe auch /Kober et al. 2012/ oder /Fahl et al. 2011/). Mit Anstieg des Treibhausgasminderungsziels in 2030 bis 40 % ist im gleichen Maße wie der Stromexport auch die Braun- und Steinkohlestromerzeugung rückläufig. Weitergehende Treibhausgasminderungsvorgaben führen wohl zu einem weiteren Rückgang der Braun- und Steinkohlestromerzeugung aber auch dazu, dass aufgrund von Effizienzsteigerungen die Stromnachfrage in den Nachbarländern weiter abnimmt und dadurch zusätzliche Importkapazitäten für Deutschland existieren, die daher nur zu einem minimalen Ausbau der Erdgasstromerzeugung führen.

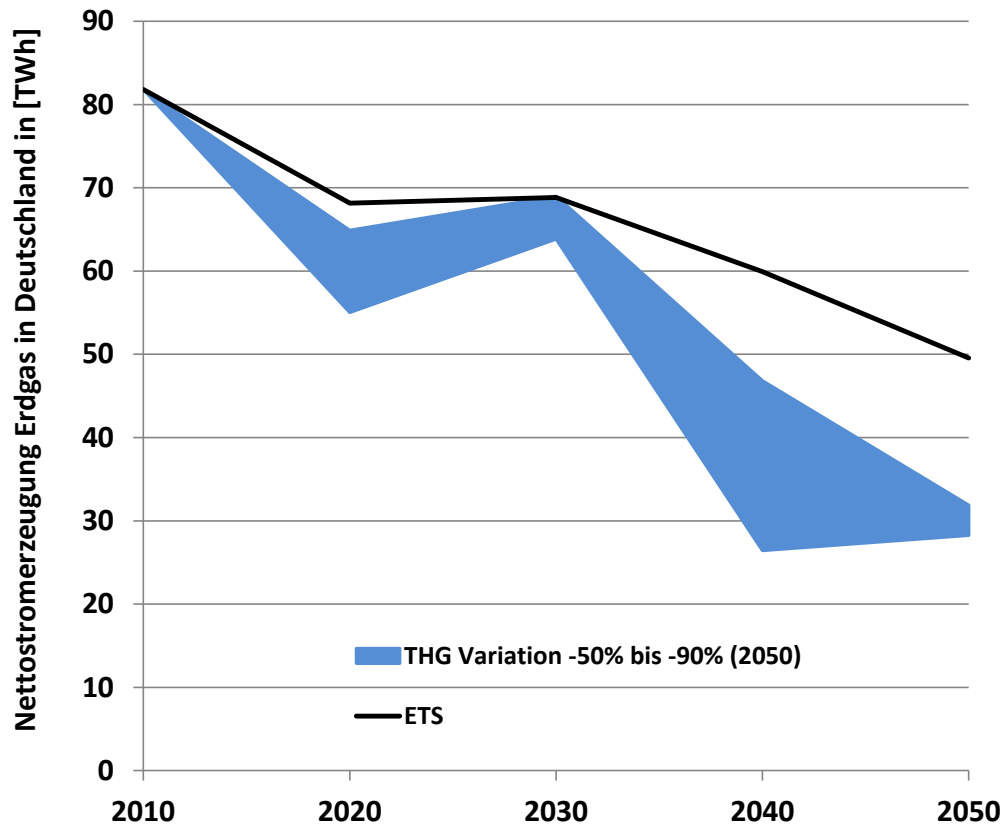


Abbildung 2-2: Nettostromerzeugung aus Erdgas in Deutschland in Abhängigkeit des Treibhausgasreduktionsziels

Szenarien übergreifend wird Erdgas im Jahr 2030 hauptsächlich in Erdgas GuD-KWK-Anlagen eingesetzt. Mit Fokus auf das Jahr 2050 zeigt sich in Abhängigkeit von der Treibhausgasreduktionsvorgabe, dass ein Treibhausgasreduktionsziel für alle Sektoren im Vergleich zu einem ETS-Ziel allgemein zu einem geringeren Einsatz fossiler Brennstoffe in der Stromerzeugung führt, da im Stromsektor im Vergleich zu den anderen Sektoren kostengünstigere THG-Minderungspotenziale vorhanden sind. Mit steigendem THG-Ziel geht insbesondere in 2040 der Gaseinsatz deutlich zurück, da die durchschnittlichen spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung weit unter 100 kg CO₂/MWh zu liegen kommen. Daher können größere Mengen fossiler Brennstoffe zur Stromerzeugung nur noch in CCS-Anlagen eingesetzt werden. Trotz der steigenden Zertifikatspreise reduziert sich der Anteil des Erdgases in der Stromerzeugung, da, basierend auf der angenommenen Energieträgerpreisrelationen zwischen Erdgas und Steinkohle, Kohlen-CCS-Kraftwerke anstatt Erdgaskraftwerke installiert werden. Infolge dessen ist in 2050 die Spannbreite des Gaseinsatzes in der Stromerzeugung bei Variationen der THG-Ziele gering.

Während im Wärmemarkt der Erdgaseinsatz im Wesentlichen durch den durch ordnungspolitische Vorgaben bedingten Rückgang der Nutzenergienachfrage beeinflusst wird, ist dieser im Strommarkt hauptsächlich vom Erdgaspreis in Relation zu den Kohlenpreisen abhängig. Im Jahr 2020 führen bereits bestehende Überkapazitäten auf dem Strommarkt in Deutschland dazu, dass es, unabhängig vom Erdgaspreis, zu keinen weiteren, bisher noch nicht geplanten

Investitionen in Erdgaskraftwerke kommt. Die Höhe des Erdgaspreises beeinflusst hierbei vor allem die Nutzungsdauer dieser Kraftwerke. Wird davon ausgegangen, dass langfristig stringente THG-Minderungsziele verfolgt werden, wie dies im Szenario THG -75% der Fall ist, führen niedrigere Gaspreise bis zum Jahr 2030 zu zusätzlichen Investitionen in Gaskraftwerke, weil diese dann über ihre ökonomische Lebensdauer kostengünstiger sind als Kohlekraftwerke. Im umgekehrten Fall, dass die Gaspreise weiter ansteigen, begünstigt dies die Stromerzeugung aus Kohlenkraftwerken und beschleunigt die Einführung von Braun- und Steinkohlen-CCS-Kraftwerken.

Bezogen auf die Variation des Erdgaspreises steigt insbesondere bei einem THG-Minderungsziel von 75 % in 2050 gegenüber 1990 der Gaseinsatz in der Stromerzeugung in Deutschland bei einem rückläufigen Gaspreis an (Abbildung 2-3). Ein nur geringer Anstieg bzw. ein leichter Rückgang der Erdgaspreise gegenüber heute (z. B. durch Überkapazitäten auf dem Erdgasmarkt) könnten langfristig zur Verdoppelung des Anteils des Erdgases in der Stromerzeugung führen. Bis zum Jahr 2050 ist dafür vor allem der verstärkte Einsatz von Gas-CCS-Kraftwerken die Ursache, die unter diesen Bedingungen wirtschaftlich werden im Vergleich zu den Kohlen-CCS-Kraftwerken. Dies setzt jedoch die kommerzielle Verfügbarkeit und die politische Akzeptanz von CCS-Kraftwerken voraus.

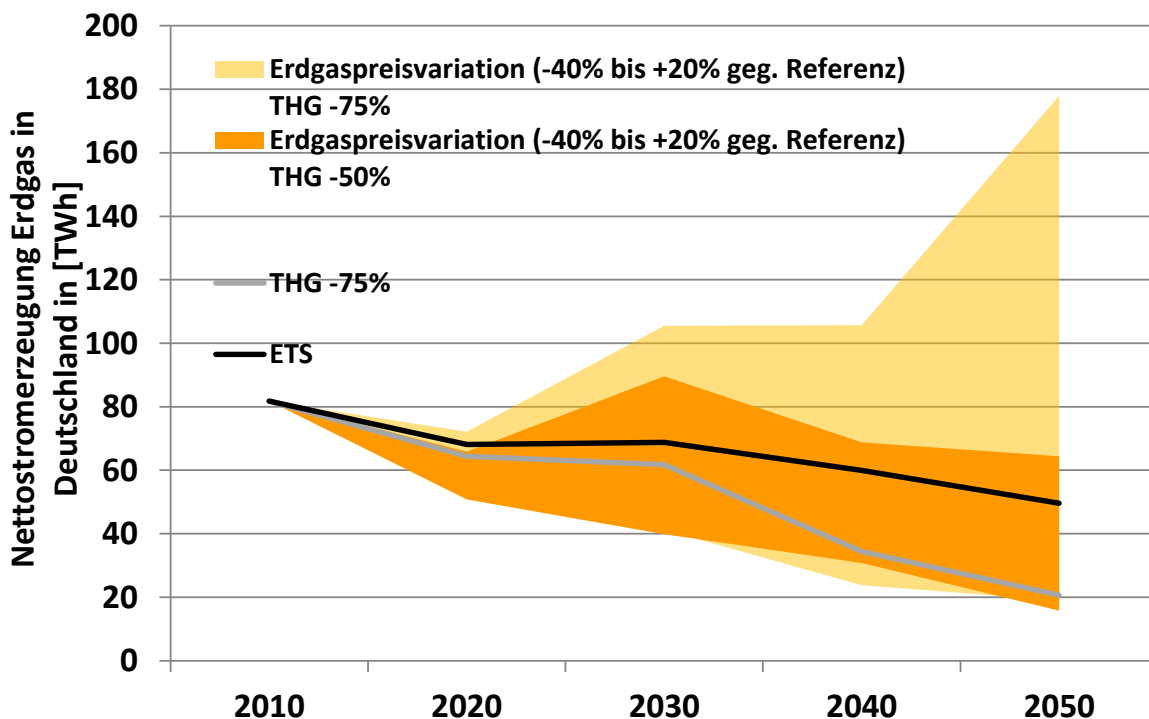


Abbildung 2-3: Nettostromerzeugung aus Erdgas in Deutschland in Abhängigkeit des Treibhausgasminderungsziels und des Erdgaspreises

Unabhängig von der Entwicklung der Stromerzeugung aus Erdgaskraftwerken sind Erdgaskraftwerke eine kostengünstige Option, Kapazitäten zur Deckung der Höchstlast bereit zu stellen. Infolge dessen werden die Kapazitäten an Erdgaskraftwerken zukünftig verstärkt

nachgefragt, weil der Bedarf an Regelenergie durch den Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien steigt.

Als Zwischenfazit ist festzuhalten, dass unter den Basisannahmen die Entwicklung der Erdgasstromerzeugung insbesondere bis 2030 von der Konkurrenzsituation zu den Kohlen abhängig ist. Die Diskussionen in den letzten Jahren zeigen jedoch, dass Großkraftwerke, insbesondere Kohlekraftwerke, auf größere Akzeptanzprobleme stoßen (siehe Abschnitt 3.2). Erdgas bietet dagegen die Option der Dezentralisierung der Stromerzeugung.

Neben niedrigen Erdgaspreisen und höhere THG-Minderungsziele könnte daher der Ausbau von Kraftwerken mit kleineren Leistungseinheiten ein weiterer Bestimmungsfaktor für die Erdgasnachfrage darstellen. Daher wird im Folgenden analysiert, ob eine Dezentralisierung der Stromerzeugung, d. h. eine Vielzahl neuer und zusätzlich eingesetzter Erdgas basierter Kraftwerke kleinerer Leistung, z. B. BHKW, dazu beitragen kann, dass Erdgas verstärkt nachgefragt wird.

3 Tendenzen der Stromerzeugung hin zu kleineren Leistungseinheiten

Dezentralisierungstendenzen und die Nutzung kleinerer Leistungseinheiten sind bereits gegenwärtig in der aktuellen Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland und Europa zu erkennen. Dabei sind zwei Tendenzen zu beobachten. Zum einen ist die dezentrale Stromerzeugung häufig mit einer verstärkten Nutzung von KWK-Anlagen verbunden (Abschnitt 3.1). Zum anderen wurden in der jüngeren Vergangenheit viele Großkraftwerksprojekte in Deutschland abgebrochen (Abschnitt 3.2).

3.1 Zunehmende Bedeutung von KWK-Anlagen

Sowohl im Industriesektor, aber auch im Haushalts- und GHD-Sektor wird Strom selbst erzeugt. Dies erfolgt insbesondere in Haushalten und im GDH-Sektor fast überwiegend in kleinen BHKW-Anlagen. Insgesamt hat sich die KWK-Nettostromerzeugung in Deutschland zwischen 2002 und 2010 von 75,9 TWh auf 89,9 TWh erhöht (Prognos 2011). Der Anteil an der gesamten Nettostromerzeugung stieg im gleichen Zeitraum von 13,9 % auf 15,4 % (Abbildung 3-1).

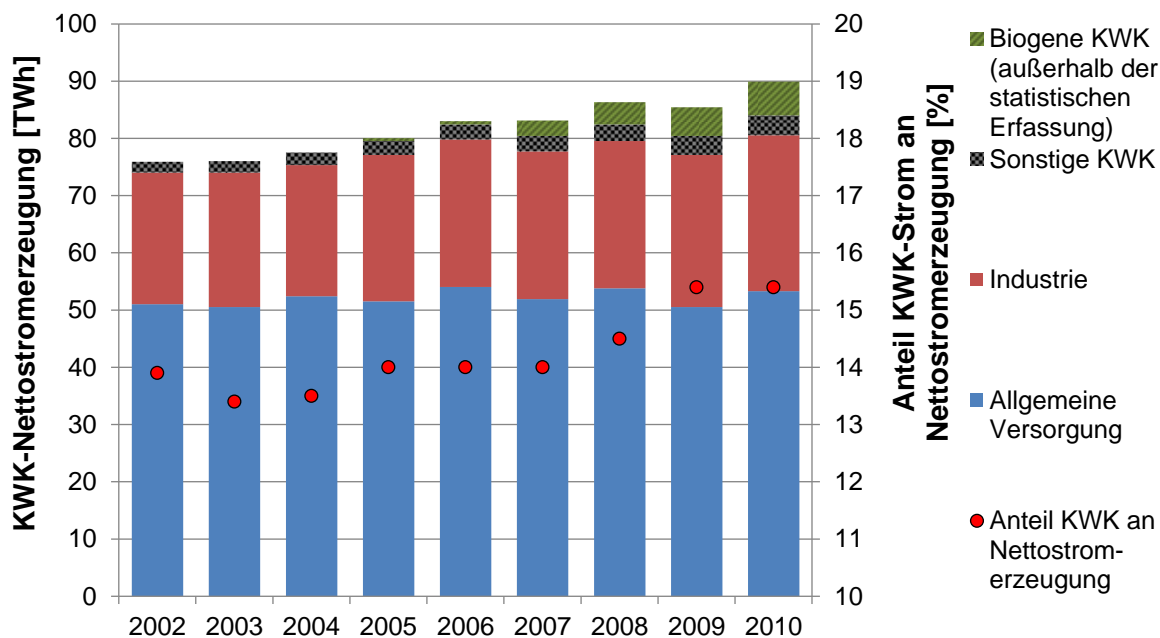


Abbildung 3-1: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung in Deutschland

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Werten aus Prognos 2011

Während im Bereich der allgemeinen Versorgung der Anstieg moderat ausfällt (2,3 TWh zwischen 2002 und 2010), kommt es in den übrigen Bereichen zu einem Anstieg von

11,7 TWh im Zeitverlauf. Gerade diese übrigen Bereiche Industrie, Haushalte und GHD zeichnen sich durch kleinere und dezentrale Leistungseinheiten aus.

In der Industrie hat die verbrauchsnahe Eigenstromerzeugung am industriellen Standort zugenommen. Dadurch fallen insbesondere für nicht befreite, kleinere Unternehmen Bestandteile des Strompreises der öffentlichen Stromerzeugung, beispielsweise die des Netznutzungsentgeltes, die EEG-Umlage und Stromsteuerbeiträge, nicht an. Zudem spielt eine erhöhte Versorgungssicherheit eine Rolle. Weiterhin erfolgt diese Erzeugung häufig in KWK-Anlagen, da an vielen Industriestandorten ein hoher und oftmals gleichzeitiger Bedarf an Raumwärme, Warmwasser, Dampf und Prozesswärme auf geringem Temperaturniveau sowie von Strom vorliegt. Dies gilt beispielsweise für die Papier- oder Lebensmittelindustrie sowie die chemische Industrie. Der größte Teil der KWK-Stromerzeugung in der Industrie entfällt auf die chemische Industrie (42 % des industriellen KWK-Stroms im Jahr 2007; Erdmann, Dittmar 2010), gefolgt vom Papiergewerbe (21 %) und den sonstigen Branchen (20 %). In diesen Sektoren besteht ein hoher Bedarf an Niedertemperaturprozesswärme bzw. Raumwärme, die mit KWK-Anlagen bereitgestellt werden können.

Große Industriekraftwerke in Deutschland sind beispielsweise in der chemischen Industrie bei BASF in Ludwigshafen vorhanden. Dort stehen drei Erdgas-GuD-Anlagen mit einer gesamten Leistung von 1.019 MW elektrisch bzw. 1.240 MW Fernwärmeleistung (UBA 2013). Weitere Industriekraftwerke nutzen sektorspezifische Koppelprodukte als Energieträger, wie beispielsweise die beiden Gichtgaskraftwerke in Duisburg von ThyssenKrupp mit einer gesamten elektrischen Leistung von 280 MW oder das Raffineriegaskraftwerk in Leuna mit einer Leistung von 162 MW (elektrisch) bzw. 208 MW (thermisch). Im Bereich Fahrzeugbau sind beispielsweise das Opel-Kraftwerk in Rüsselsheim (Erdgas) oder die VW-Kraftwerke in Wolfsburg (Steinkohle) zu nennen.

Neben diesen großen Industriekraftwerken spielen jedoch auch kleine Anlagen in Form von BHKW eine zunehmende Rolle. In der Industrie ist ein steigender Anteil der BHKW im Bereich der Lebensmittelindustrie und im Maschinenbau zu verzeichnen. Beispielhafte Installationen sind sechs BHKW-Module zur Erzeugung von Dampf, Heizwärme Strom und Antriebsenergie (mechanische Energie) im Bereich der Lebensmittelindustrie zur Herstellung von Backmitteln im Uniform-Werk in Monheim mit einer Gesamtleistung von $4,0 \text{ MW}_{\text{el}}$, $2,1 \text{ MW}_{\text{mech}}$ und $7,9 \text{ MW}_{\text{th}}$ (Energie & Management 2013). Auch für den GHD-Sektor ist eine steigende Bedeutung von KWK-Anlagen zu erkennen. Im Bereich der Nichtwohngebäude steigt stetig der Anteil mit BHKW versorgten Schulkomplexen, Krankenhäuser und auch Bürogebäude. Stadtwerke bauen zunehmend Nahwärmeversorgungssysteme, die auf BHKW basieren. Auch die Nutzung von objektbezogenen, kleinen BHKW-Anlagen mit einer Leistung kleiner $50 \text{ kW}_{\text{el}}$ hat zugenommen. Zwischen 2005 und 2010 hat sich die KWK-(Netto)-Stromerzeugung aus diesen Anlagen in Deutschland von 0,2 TWh auf 1,2 TWh erhöht (DLR et al. 2012).

3.2 Kraftwerksprojekte in Deutschland: Vergleich von Planung und aktuellem Stand seit 2008

Im Vergleich zu den Jahren zuvor gab es insbesondere im Jahr 2008 eine große Anzahl an Kraftwerksneubauprojekten. Durch einen Vergleich der damals begonnenen Kraftwerksprojekte (im Jahr 2008 in Planung bzw. im Genehmigungsverfahren) nach Energieträgern und deren jeweiligen Umsetzungsstatus bis zum Jahr 2012 soll analysiert werden, inwieweit Investitionen in Großkraftwerke in Deutschland umgesetzt werden. Diese Entwicklung bei den Großkraftwerksprojekten in Deutschland stellt (neben der Entwicklung der KWK-Anlagen) die zweite Tendenz in dem Bereich der zunehmenden Bedeutung von kleineren Leistungseinheiten in der Stromerzeugung in Deutschland dar.

Bezogen auf den Energieträger Braunkohle wurden Kraftwerksprojekte mit einer Kapazität von 2.775 MW (2.100 MW BoA Neurath und 675 MW Boxberg), die sich im Jahr 2008 in Planung bzw. im Genehmigungsverfahren befunden haben, durchgeführt bzw. gebaut (Vergleich von BDEW 2008 und BDEW 2012; Tabelle 3-1). Der Neubau in Neurath ersetzt dabei stillzulegende Altanlagen. Aktuell befindet sich nur ein Neubauprojekt (Profen) im Genehmigungsverfahren, dieses ist aber gesellschaftlich (Klima Allianz Deutschland 2013) und wirtschaftlich (DIW 2013) umstritten. Die geplante Inbetriebnahme ist für das Jahr 2020 vorgesehen (BDEW 2012).

Tabelle 3-1: Realisierung von Braunkohlekraftwerksprojekten in Deutschland

Kraftwerk	Leistung [MW]	Status 2012
BoA Neurath	2.100	Probetrieb
Boxberg	675	Probetrieb
Profen	660	im Genehmigungsverfahren

Anders sieht es für den Energieträger Steinkohle aus (Tabelle 3-2). Seit 2008 wurden zwar Steinkohlekraftwerke mit einer Gesamtleistung von 7.214 MW in Betrieb genommen bzw. gehen bis 2015 (6.304 MW bis 2014) in Betrieb (u. a. Duisburg-Walsum 10 mit 700 MW oder Hamm mit 1.500 MW), allerdings wurden auch zahlreiche Kraftwerksprojekte gestoppt. Steinkohlekraftwerksprojekte mit einer Gesamtkapazität von 12.020 MW (ohne Datteln 4) wurden seither in der Planung oder im Genehmigungsverfahren abgebrochen bzw. zurückgestellt (u. a. Lubmin mit 1.600 MW wegen Bevölkerungsprotesten, oder auch Kiel und Mainz). Derzeit befindet sich zusätzlich Datteln 4 im Baustopp (1.055 MW). Ursachen für die Projektstopps der Kohlekraftwerke sind sowohl Proteste der Bevölkerung als auch wirtschaftliche Überlegungen. So wurde beispielsweise das geplante Steinkohlekraftwerksprojekt Staudinger 6 gestoppt, da laut Betreiber die energiewirtschaftliche Situation keine hinreichende Investitionssicherheit bietet (FAZ 2012). Auch die Steinkohleprojekte in Brunsbüttel wurden teilweise aufgrund von wirtschaftlichen Überlegungen nicht realisiert. Basierend

auf Untersuchungen der Universität Flensburg (Wiese 2008) würde es in Starkwindzeiten aufgrund der vorrangigen Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien und der begrenzten Netzkapazität zu einer Drosselung der Steinkohlekraftwerke kommen. Die als Grundlastkraftwerke konzipierten Anlagen würden mit einer Auslastung zwischen 4.111 und 6.190 Volllaststunden pro Jahr deutlich weniger ausgelastet als von den Investoren erwartet und für einen wirtschaftlichen Betrieb notwendig. Zudem würde es vermehrt zu An- und Abfahrvorgängen sowie Teillastzuständen kommen.

Tabelle 3-2: Realisierung von Steinkohlekraftwerksprojekten in Deutschland

Kraftwerk	Leistung [MW]	Status 2012
Duisburg-Walsum 10	700	Voraus. Inbetriebnahme 2013
Hamm	1.500	Voraus. Inbetriebnahme 2013
Karlsruhe/ Rheinhafen	850	Voraus. Inbetriebnahme 2013
Wilhelmshaven	800	Voraus. Inbetriebnahme 2013
Brunsbüttel/ Bayer Industriepark	800	Voraus. Inbetriebnahme 2014
Hamburg-Moorburg	1.654	Voraus. Inbetriebnahme 2014
Mannheim	910	Voraus. Inbetriebnahme 2015
Lünen (noch offen)	690	Abgebrochen
Berlin (mglw. Klingenberg, genauer Standort noch offen)	800	Abgebrochen
Dörpen (Emsland)	900	Abgebrochen
Kiel (Ostufer)	800	Abgebrochen
Lubmin	1.600	Abgebrochen
Mainz/ Ingelheimer Aue	760	Abgebrochen
Düsseldorf-Lausward	400	Abgebrochen
Wilhelmshaven	500	Abgebrochen
Krefeld/ Chemiepark Krefeld-Uerdingen	750	Abgebrochen
Brunsbüttel	1.820	Abgebrochen
Stade	1.100	Abgebrochen
Stade oder Brunsbüttel	800	Abgebrochen
Staudinger 6 (Großkrotzenburg)	1.100	Abgebrochen
Datteln 4	1.055	Baustopp

Mit Fokus auf den Energieträger Erdgas sind seit 2008 Erdgaskraftwerke mit einer Gesamtleistung von 4.539 MW in Betrieb gegangen (beispielsweise Irsching 5 oder Lingen; Tabelle 3-3) oder noch im Bau (bis 2016; GuD Lichterfelde). Im gleichen Zeitraum wurden Erdgaskraftwerke mit einer Gesamtleistung von 4.850 MW in der Planung bzw. im Genehmigungsverfahren abgebrochen (u. a. Stade oder Lauchhammer). Weitere Projekte mit einer Gesamtleistung von 3.680 MW befinden sich in der Planung bzw. im Genehmigungsverfahren. Diese ersetzen zum Teil auch Projekte nicht realisierter Steinkohlekraftwerke wie beispiels-

weise das GuD-Kraftwerk in Krefeld-Uerdingen, das ursprünglich als Steinkohlekraftwerk geplant war (Tabelle 3-2).

Tabelle 3-3: Realisierung von Erdgaskraftwerksprojekten in Deutschland

Kraftwerk	Leistung [MW]	Status 2012
GuD-HKW Hamburg-Tiefstack	125	in Betrieb
GuD-HKW Würzburg	50	in Betrieb
Irsching 5	820	in Betrieb
Lingen	875	in Betrieb
Stade-Bützfleeth	30	in Betrieb
Irsching 4	530	in Betrieb
GuD Hannover-Linden (Modernisierung)	130	im Probebetrieb
HKW Halle-Trotha (Modernisierung)	58	im Probebetrieb
K+S Hattdorf	31	im Probebetrieb
Karlsruhe/ Rheinhafen	465	im Bau
Darmstadt	92	im Bau
GuD Baunatal	70	im Bau
Stade-Bützfleht	30	im Bau
GuD Hürth-Knapsack II	430	im Bau
Gemeinschaftskraftwerk Bremen (Bremen-Mittelsbüren)	420	im Bau
HKW Nord	70	im Bau
Stade	163	im Bau
GuD-Lichterfelde	150	im Bau
Frankfurt a.M./ Industriepark Griesheim	450	Abgebrochen
Eisenhüttenstadt	800	Abgebrochen
Bocholt	400	Abgebrochen
Lauchhammer (Brandenburg)	1.000	Abgebrochen
Lubmin	1.200	Abgebrochen
Stade	1.000	Abgebrochen

Die Analyse der Kraftwerksprojekte bzw. deren Umsetzung hat gezeigt, dass unabhängig vom Energieträger eine Vielzahl von Großkraftwerksprojekten auch nach Baubeginn noch abgebrochen wurde. Dies ist teilweise auf Akzeptanzproblem in der Bevölkerung zurückzuführen. Derartige Tendenzen sind derzeit nicht gegenüber erdgasbefeuerten dezentralen (kleinen) Anlagen zu erkennen, die daher im Fokus der weiteren Betrachtung stehen sollen.

3.3 Szenariofestlegung

Die Auswirkungen der veränderten Rahmenbedingungen in Form einer Dezentralisierungsentwicklung (wie in den Abschnitten 3.1 und 3.2 hergeleitet) auf die Erdgasnachfrage, das Energiesystem und die Gesamtwirtschaft werden mittels einer modellgestützten Szenarioanalyse untersucht. Zudem werden aktuelle Entwicklungen, wie die Förderung erneuerbarer Energien und die Vorgabe von Emissionsminderungszielen, in den Szenarien abgebildet. Diese beiden Rahmenbedingungen haben einen deutlichen Einfluss auf den Erdgaseinsatz (siehe dazu auch Kapitel 2). Der aktuelle Stand der Planung von Großkraftwerken in Deutschland (siehe Abschnitt 3.2) wird ebenfalls im Modell erfasst. Eine verstärkte Dezentralisierung in Form eines Investitionsstopps für Großkraftwerke in Deutschland sowie die sich daraus ergebenden Auswirkungen auf die Erdgasnachfrage stehen im Zentrum der Untersuchungen in den folgenden Abschnitten.

Zur Anwendung kommt dazu für die energiewirtschaftliche Betrachtung (mit dem Fokus auf die Erdgasnachfrage im Energiesystem) das europäische Energiesystemmodell TIMES PanEU (eine Modellbeschreibung von TIMES PanEU ist im Anhang enthalten, siehe Abschnitt 8.1) und das Allgemeine Gleichgewichtsmodell NEWAGE für die gesamtwirtschaftliche Analyse (siehe ebenfalls die Modellbeschreibung im Anhang in Abschnitt 8.2).

Im ersten Schritt werden hinsichtlich der energiewirtschaftlichen Auswirkungen einer Dezentralisierungsentwicklung mit TIMES PanEU zwei Szenarien betrachtet (siehe dazu die Szenariodefinition in Tabelle 3-4). Zu den allgemeinen Rahmenbedingungen für beide hier betrachtete Szenarien zählen Annahmen hinsichtlich der Treibhausgasminderungsziele, die Energieträgerpreise sowie sonstige energiewirtschaftliche Bedingungen. Dazu zählt auch, wie bereits schon in Abschnitt 2, die Vorgabe des Kernenergieausstiegs in Deutschland bis zum Jahr 2022, die Vorgabe einer Biokraftstoffbeimischungsquote und von E-Mobilitätszielen sowie die Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien nach EEG (Tabelle 3-4). Bezüglich der Preisentwicklung von Gas und Öl wird von einem kontinuierlichen, moderaten Anstieg bis 2050 ausgegangen (basierend auf der Hochpreisannahmen der Energieprognose 2009, siehe Fahl et al. 2010). Der Gaspreis steigt von 6,41 €₂₀₀₇/GJ in 2015 über 7,92 €₂₀₀₇/GJ (2030) auf 8,54 €₂₀₀₇/GJ (2050). Der Ölpreis steigt im gleichen Zeitraum von 10,28 €₂₀₀₇/GJ in 2015 über 11,88 €₂₀₀₇/GJ (2030) auf 12,94 €₂₀₀₇/GJ (2050).

In beiden Szenarien ist auch eine Reduktion der ETS-Emissionen von 75 % bis 2050 gegenüber 2005 für die gesamte EU-27 vorgegeben (siehe auch die Ausführungen in Abschnitt 2). Dieses Ziel geht somit über die aktuellen ETS-Minderungsziele der EU hinaus. Diese sehen eine Reduktion von 21 % bis 2020 (gegenüber 2005) und anschließend eine jährliche Steigerung von 1,74 % vor (Europäische Kommission 2009). Diese jährliche Steigerung würde bis 2050 zu einer Gesamtreduktion von 53 % gegenüber 2005 führen.

Tabelle 3-4: Szenariodefinition für die energiewirtschaftliche Analyse

	ETS75	DEZ
Treibhausgasminderungsziele	<ul style="list-style-type: none"> ▪ EU-ETS: -34% bis 2030 (ggü. 2005) <li style="text-align: center;">-75% bis 2050 (ggü. 2005) 	
Großkraftwerksprojekte	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Basierend auf ökonomischen Entscheidungen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kein Zubau mehr ab 2020 in Deutschland
Sonst. energiewirtschaftliche Rahmenannahmen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien (EE) nach EEG ▪ Kernenergieausstieg in Deutschland bis 2022 ▪ Biokraftstoffbeimischungsquote 7,5% bezogen auf THG-Minderungspotenzial ab 2020 ▪ E-Mobilitätsziele (1 Mio. E-Fahrzeuge in 2020, 6 Mio. in 2030) 	

Im Referenzszenario (Szenario **ETS75**) basieren die Investitionsentscheidungen in Großkraftwerksprojekte allein auf ökonomischen Kriterien. Einschränkungen bezüglich der Zubau- und Nutzungsmöglichkeiten einzelner Stromerzeugungstechnologien werden in diesem Szenario nicht vorgenommen. Zusätzlich zum Referenzszenario ETS75 wird ein weiteres Szenario betrachtet, in dem eine verstärkte Dezentralisierungsentwicklung in Deutschland unterstellt wird (Szenario **DEZ**). Diese Entwicklung wird durch Beschränkungen auf Investitionen in Großkraftwerke ab 2020 für Deutschland abgebildet. Alle aktuell in Planung bzw. im Bau befindlichen Kraftwerksprojekte (siehe dazu die Ausführungen in Abschnitt 3.2) werden umgesetzt. Zu diesen Großkraftwerken zählen sowohl reine Stromerzeugungsanlagen als auch große, öffentliche KWK-Anlagen. Durch die Beschränkung ist im Szenario DEZ ebenfalls kein Zubau von CCS-Technologien möglich.

Die veränderten Rahmenbedingungen des Szenarios DEZ gegenüber dem Szenario ETS75 im Energiesektor können volkswirtschaftliche Effekte auslösen, die im Rahmen einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung analysiert werden. Hier werden die durch die Dezentralisierungstendenzen ausgelösten Strompreiserhöhungen sowie verschiedene Umlagekonzepte der Strommehrkosten für unterschiedliche Stromverbraucher, mit besonderem Fokus auf die Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie, untersucht. Hierzu werden die Ergebnisse aus TIMES-PanEU in das Allgemeine Gleichgewichtsmodell NEWAGE übertragen. Die Szenariodefinition für die gesamtwirtschaftliche Analyse ist in Tabelle 3-5 dargestellt.

Im ersten Politikscenario DEZ wird pro Zeitabschnitt derjenige Kostenaufschlag auf den Strompreis berechnet, der nötig wäre, um die gleichen Strompreisänderungen zu erzielen, die

in TIMES-PanEU resultieren. Im zweiten Politikscenario DEZ_UM werden verschiedene Umlagekonzepte untersucht, die die im Szenario DEZ entstehenden Strommehrkosten auf unterschiedliche Stromverbraucher in Deutschland verteilen. Unterschieden werden dabei folgende drei Verbrauchergruppen: Haushalte, Verarbeitendes Gewerbe (= Industrie) und die Gesamtheit aller Unternehmen des Landwirtschafts-, Industrie- und Dienstleistungssektors inklusive Bau- und Transportwesen (= Wirtschaft). In beiden Szenarien werden die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen, insbesondere hinsichtlich der Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie, analysiert.

Tabelle 3-5: Szenariodefinition für die gesamtwirtschaftliche Analyse

ETS75	DEZ	DEZ_UM
Referenzszenario: <ul style="list-style-type: none"> ▪ 75% THG-Emissionsreduktion bis 2050 (ETS) 	Vorgabe eines Strompreisaufschlags in Deutschland nach Ergebnissen von TIMES-PanEU	Umwälzung der Strommehrkosten aus Szenario DEZ: <ul style="list-style-type: none"> a) auf die Haushalte b) auf die gesamte Wirtschaft c) nur auf die Industrie
Analyse der gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen insbesondere hinsichtlich der Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrien		

4 Auswirkungen einer dezentralen Stromerzeugung auf die Struktur der Energieversorgung in Deutschland

Hinsichtlich der Auswirkungen der Dezentralisierungstendenzen auf das Energiesystem in Deutschland werden sowohl die Entwicklungen im Referenzszenario bis zum Jahr 2050 als auch dazu abweichende Tendenzen durch die Dezentralisierung näher betrachtet (siehe dazu Abschnitt 3.3 für die Definition der unterschiedlichen Szenarien). Zunächst liegt der Analysefokus auf dem Stromsektor. Die gesamte Stromerzeugung, die Strompreise und die Rolle von Erdgas in der Stromerzeugung werden detaillierter untersucht (Abschnitt 4.1). Zudem erfolgt eine Analyse der Rolle des Erdgases in den jeweiligen Endenergiesektoren (Abschnitt 4.2). Abschließend wird das gesamte Energiesystem und somit der Primärenergieverbrauch sowie im Besonderen der Erdgaseinsatz nach Anwendungsarten in Abhängigkeit von den unterschiedlichen Rahmenbedingungen untersucht (Abschnitt 4.3).

4.1 Stromerzeugung und Strompreise

Die Auswirkungen der Investitionsbeschränkungen für Großkraftwerke sind vor allem im Umwandlungssektor sichtbar. Daher soll der Fokus der Betrachtungen zunächst auf diesem Teil des Energiesystems liegen. Mögliche Auswirkungen durch Veränderungen in der Struktur der Stromerzeugung betreffen jedoch auch die Nachfragesektoren. Diese Zusammenhänge können insbesondere mit einem Energiesystemmodell abgebildet werden, da durch diesen integrierten Ansatz die Wechselwirkungen zwischen den Sektoren erfasst werden. Einfluss auf die Nachfragesektoren haben vor allem veränderte Strom- und Fernwärmepreise durch die Änderungen in der öffentlichen Erzeugung, aber auch veränderte Beiträge zur Erreichung des Emissionsminderungszieles und, damit verbunden, unterschiedliche Emissionszertifikatspreise sowie der gegebenenfalls verstärkte Einsatz von (Mikro-)KWK-Anlagen in den Nachfragesektoren.

Mit Blick auf die Nettostrombereitstellung in der gesamten EU-27 sind die Auswirkungen von Investitionsstopps in Großkraftwerke alleine in Deutschland eher gering. Dahingegen sind in Deutschland deutliche Änderungen der Stromerzeugungsstruktur bezogen auf die Nettostrombereitstellung zu erkennen (Abbildung 4-1), insbesondere ab 2030. Insgesamt reduziert sich im Dezentralisierungsszenario DEZ die Nettostromerzeugung in Deutschland und die Stromimporte nehmen zu (bzw. die Exporte gehen zurück). Die Stromnachfrage wiederum verläuft im Szenariovergleich auf ähnlichem Niveau (vergleiche dazu unter anderem den Endenergieverbrauch Strom in allen Nachfragesektoren in Abbildung 4-5).

Ab 2030 geht vor allem die Strombereitstellung in Braunkohlekraftwerken im Szenario DEZ im Vergleich zum Referenzszenario ETS75 zurück. Dies bezieht sich anfangs auf konventionelle Kraftwerke und ab 2040 zunehmend auf Braunkohle-CCS-Anlagen. Die Stromerzeu-

gung aus Gas liegt in den Perioden 2020 und 2030 unter den Rahmenbedingungen einer Dezentralisierung im deutschen Stromsektor höher als in der Referenz (+1,8 TWh in 2020, +4,6 TWh in 2030). Langfristig fällt die gasbasierte Stromerzeugung im Szenario DEZ leicht geringer aus (-0,8 TWh in 2050). Während somit bei einem Investitionsstopp in Deutschland die gesamte Erzeugung leicht zurückgeht (überwiegend aufgrund des Rückgangs der Stromerzeugung basierend auf Kohlen) und die Stromimporte steigen, liegen die Erzeugungsmengen der übrigen Energieträger etwa auf vergleichbarem Niveau mit der Referenzentwicklung des Szenarios ETS75. Insofern wird der Investitionsstopp in Deutschland vor allem über den europäischen Strommarkt ausgeglichen.

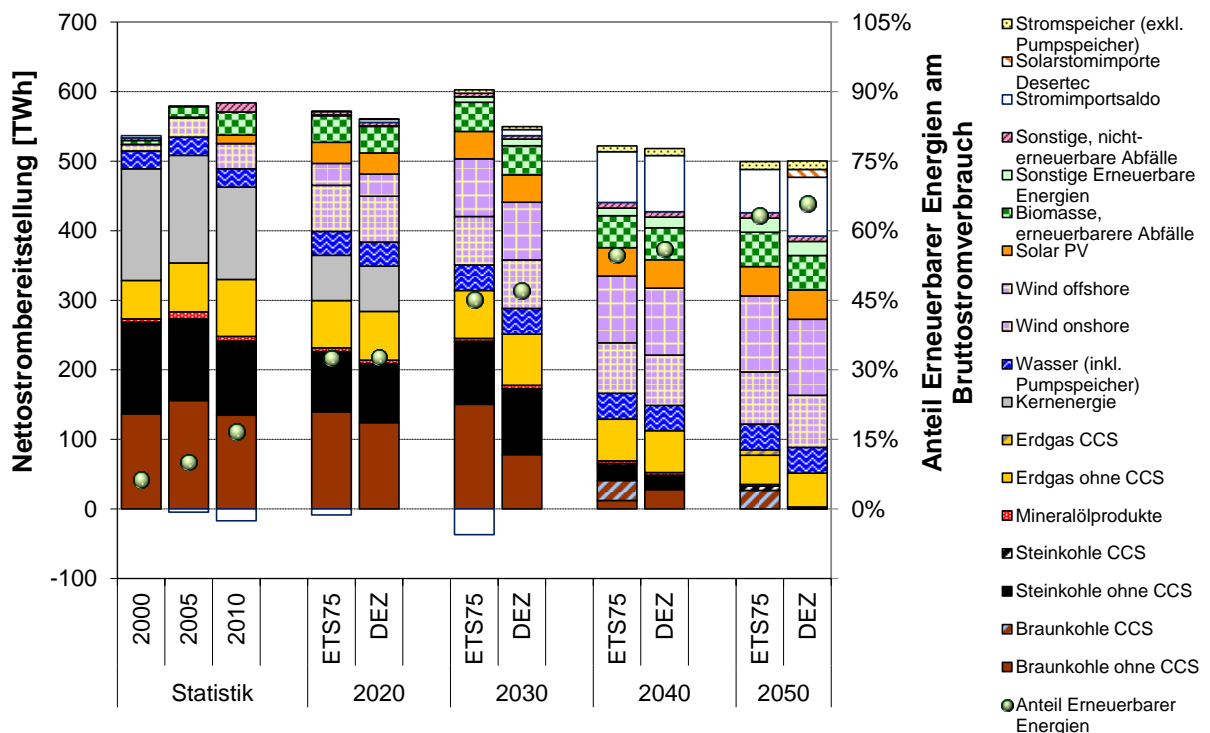


Abbildung 4-1: Nettostrombereitstellung in Deutschland im Szenariovergleich

Basierend auf den Rahmenannahmen (Tabelle 3-4) werden für alle Szenarien, so auch für das Referenzszenario ETS75, Emissionsminderungsziele nur für den ETS-Bereich vorgegeben. Diese Minderungsvorgaben betreffen somit alle Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 20 MW. Mit dem speziellen Fokus auf erdgasbasierte Anlagen, sind Erdgas-BHKW aufgrund ihrer Größe nicht von den Reduktionsvorgaben des ETS-Systems betroffen. Aufgrund dieser Rahmenbedingungen spielen auch im Szenario ETS75 BHKW eine entscheidende Rolle und verdrängen zunehmend Gas-GuD-KWK-Anlagen (Abbildung 4-2). In den späteren betrachteten Modellperioden gewinnen zudem CCS-Kraftwerke an Bedeutung. Dies bezieht sich überwiegend auf Erdgas-GuD-KWK-Anlagen mit CCS auf Basis des Pre-Combustion-Verfahrens.

Im Vergleich verläuft die erdgasbasierte Stromerzeugung in beiden Szenarien auf relativ ähnlichem Niveau. Die erhöhten Strommengen in den Jahren 2030 und 2035 im Szenario DEZ

basieren vor allem auf einer verstärkten Stromerzeugung in GuD-KWK-Anlagen (Abbildung 4-3). Diese Anlagen sind zum einen Eigenerzeugungsanlagen in der Industrie sowie bereits bestehende oder im Bau befindliche Bestandsanlagen, die somit nicht unter die Zubaube-schränkung fallen.

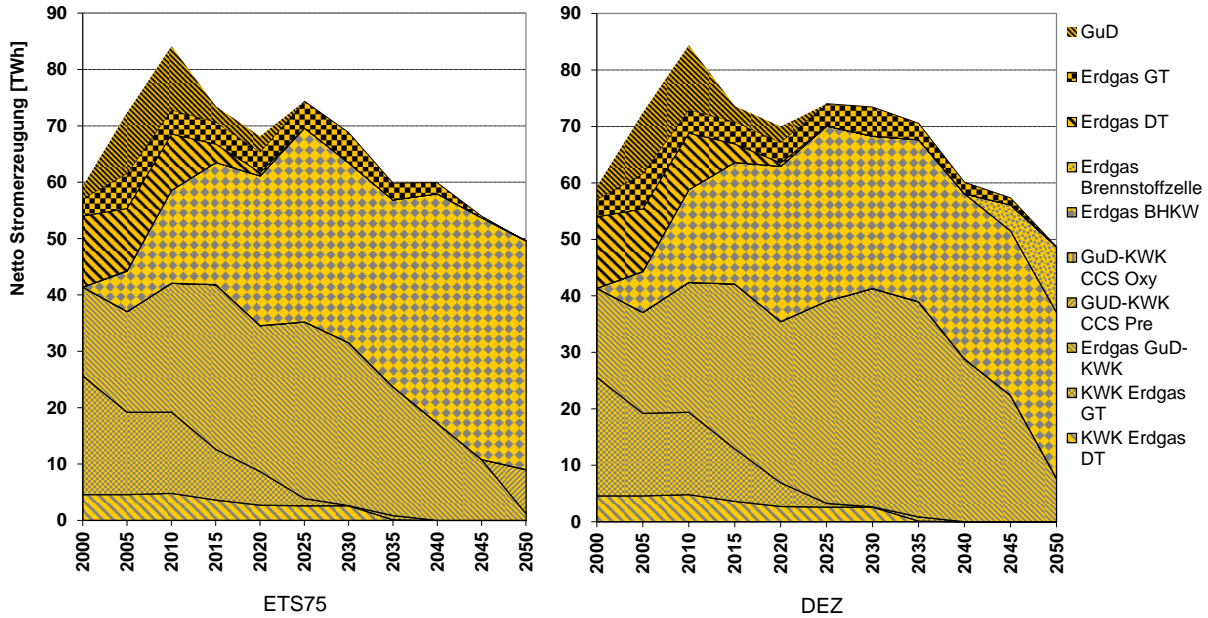


Abbildung 4-2: Erdgasstromerzeugung in Deutschland im Szenariovergleich

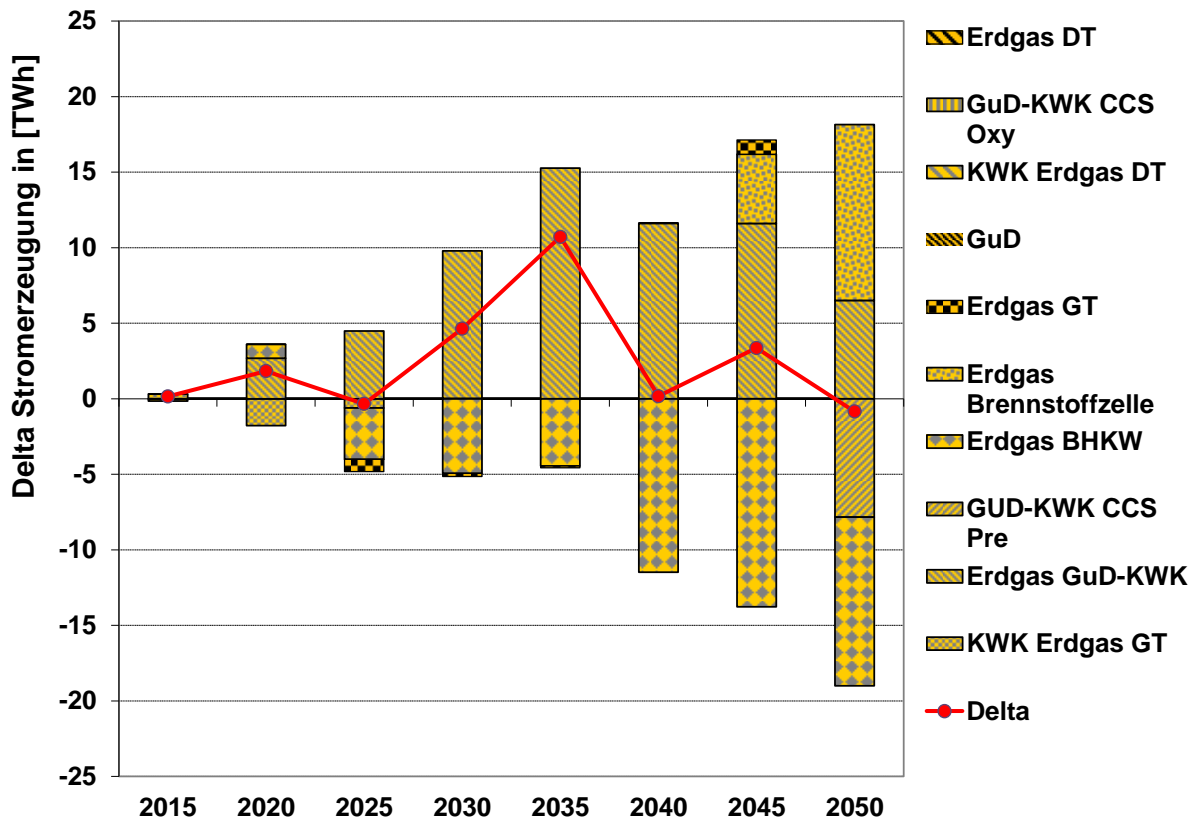


Abbildung 4-3: Veränderung der Erdgasstromerzeugung in Deutschland im Szenariovergleich (DEZ zu ETS75)

Als Ergebnis der Änderungen in der Struktur der Stromerzeugung kommt es zu Änderungen bei den Strompreisen (Abbildung 4-4). Bezogen auf das Niveau der Strompreise im Referenzszenario ETS75 steigen im Dezentralisierungsszenario DEZ die Großhandelspreise bis 2030 um 15 % an. In 2030 sind auch die deutlichsten Verschiebungen bei der Nettostrombereitstellung in Deutschland zu beobachten (Abbildung 4-1). Nach 2030 nähern sich die Preise im Szenariovergleich wieder an (Abbildung 4-4), da auch im Referenzszenario, bedingt durch das strikter werdende ETS-Ziel, mehr erneuerbare Energien und dezentrale Erzeugungsanlagen eingesetzt werden. Damit verliert der Investitionsstopp in Großkraftwerke im Dezentralisierungsszenario DEZ in Bezug zum Referenzszenario ETS75 an Bedeutung, da auch im Szenario ETS75 langfristig weniger Großkraftwerke eingesetzt werden. Die Struktur und absolute Höhe der Nettostrombereitstellung in Deutschland gleicht sich nach 2030 in beiden Szenarien wieder an (Abbildung 4-1).

Der Anstieg der Industrie- und Haushaltspreise fällt dabei geringer aus als der Anstieg der Großhandelspreise (Abbildung 4-4). Aufgrund weiterer Preiskomponenten für die Endkundenpreise wie etwa Netzentgelte, Messung und Abrechnung, EEG-Umlage, Steuern, Konzessionsabgaben sowie KWK- und Offshore-Haftungsumlagen, ist der Einfluss des Großhandelspreises beispielsweise auf den Haushalts- oder den Industriestrompreis begrenzt. Während die Großhandelspreise im Szenariovergleich um bis zu 15 % steigen (in 2030), erhöhen sich die Preise im Haushaltssektor um 9 % und in der Industrie um 7 %.

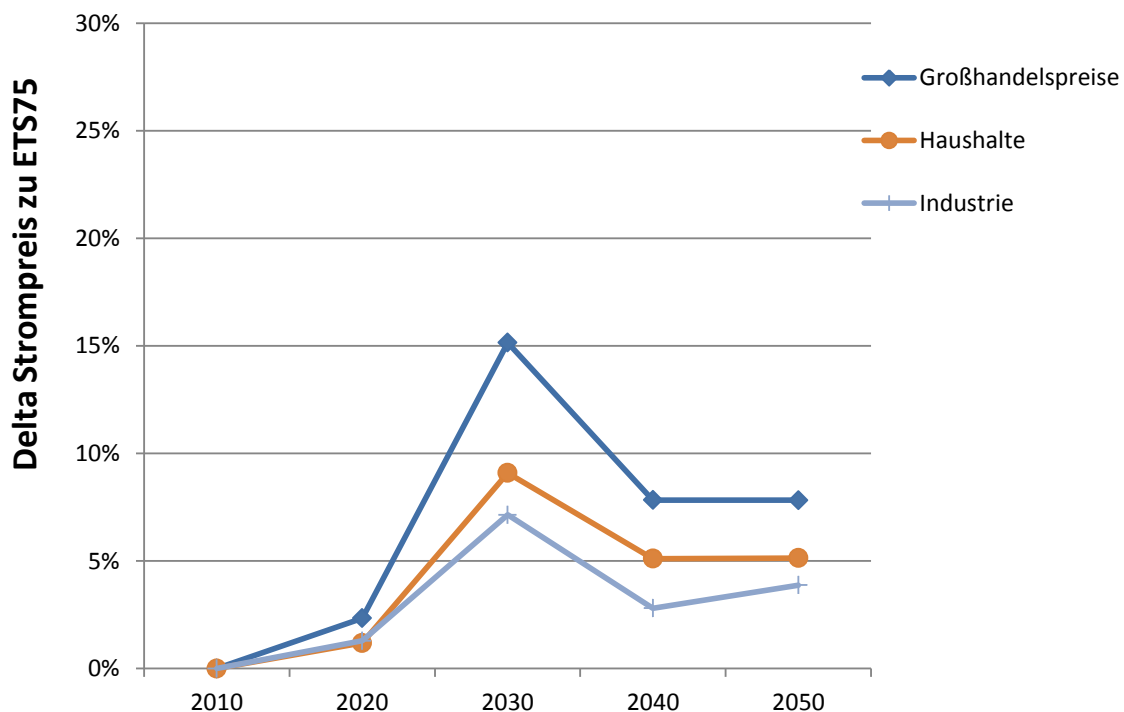


Abbildung 4-4: Strompreisentwicklung in Deutschland im Szenario DEZ im Vergleich zum Szenario ETS75 nach Sektoren

Im Industriesektor spielt zudem die Eigenerzeugung, überwiegend in industriellen KWK-Anlagen, eine wichtige Rolle und wirkt dämpfend auf den Preisanstieg. Die industrielle Eigenerzeugung an dezentralen Standorten unterliegt nicht den im Szenario DEZ angenommenen Beschränkungen in Form des Investitionsstopps für Großkraftwerke. Generell mindert räumlich verteilte und direkt selbst genutzte und nicht am Großmarkt gehandelte Eigenerzeugung den Einfluss des Strompreisanstiegs auf dem Großmarkt.

4.2 Entwicklungen in den Nachfragesektoren

Der gesamte Endenergieverbrauch verläuft in beiden betrachteten Szenarien auf vergleichbarem Niveau und zeigt eine abnehmende Tendenz (Abbildung 4-5).

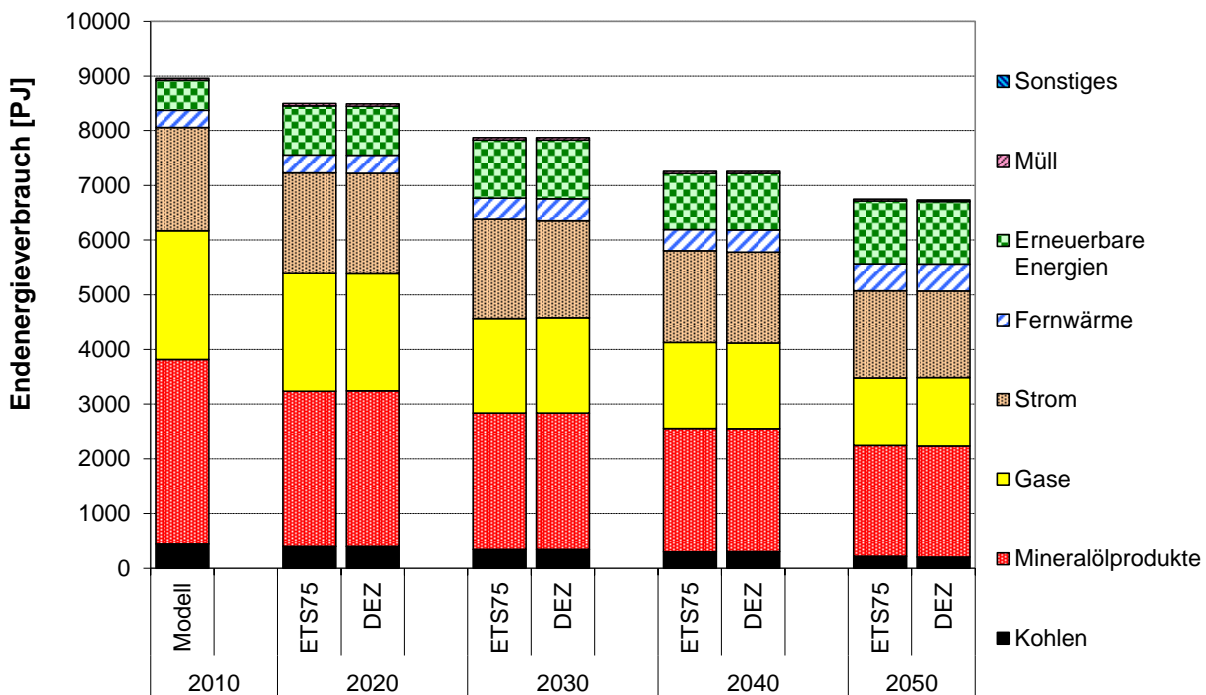


Abbildung 4-5: Endenergieverbrauch gesamt in Deutschland im Szenariovergleich

Der gesamte Endenergieverbrauch an Erdgas reduziert sich von mehr als 2.300 PJ in 2010 auf 1.231 PJ (Szenario ETS75) bzw. 1.248 PJ (Szenario DEZ) in 2050 (zur allgemeinen Rolle des Erdgaseinsatzes bei unterschiedlichen Rahmenbedingungen siehe Kapitel 2). Der mengenmäßig größte Erdgasverbraucher ist langfristig der Industriesektor mit einem Erdgaseinsatz in 2050 von 637 PJ (ETS75) bzw. 651 PJ (DEZ). Im Szenarienvergleich liegen in diesem Sektor auch die größten Unterschiede.

Die Auswirkungen der Dezentralisierungsentwicklungen betreffen die Eigenstromerzeugung in der Industrie in geringerem Umfang als den Umwandlungssektor, da industrielle Kraftwerke und KWK-Anlagen eine geringere Leistung aufweisen als die Kraftwerke der öffentlichen Strom- und Wärmeerzeugung und an die Standorte der industriellen Produktion gekoppelt

sind. Jedoch haben die durch die Dezentralisierung hervorgerufenen Veränderungen in der öffentlichen Strom- und Wärmeerzeugung Auswirkungen auf die Nachfrage nach Strom und Fernwärme in der Industrie, insbesondere im Jahr 2030 (Abbildung 4-6). Aufgrund der um 7 % höheren Strompreise für die Industrie im Vergleich zum Szenario ETS75 fällt die Stromnachfrage um 15 PJ. Dies liegt vor allem an Stromeinsparungen im Bereich elektromotorischer Querschnittstechnologien. Diese Technologien machen den Großteil des industriellen Stromverbrauchs aus. Die Einsparungen basieren sowohl auf dem Einsatz von Motoren mit einem höheren Wirkungsgrad als auch auf Verbesserungen des gesamten Systems, beispielsweise im Bereich Druckluft oder Pumpen. Mit den sich angleichenden Strompreisen reduziert sich langfristig auch wieder dieser Unterschied in der Stromnachfrage.

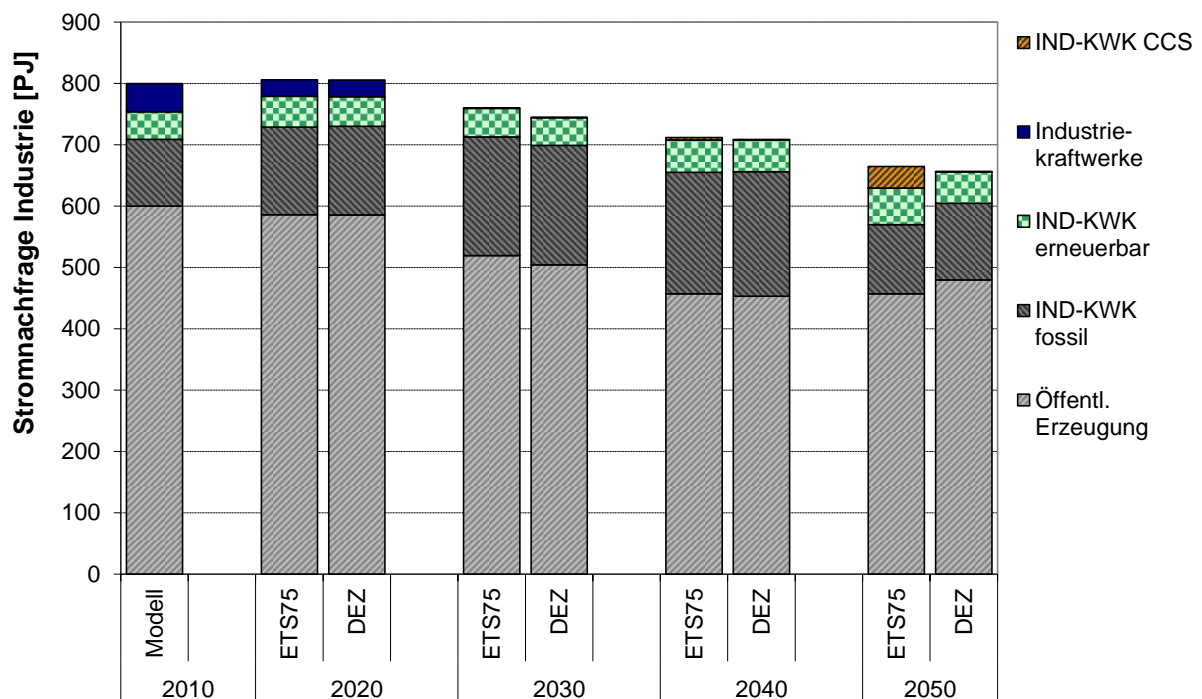


Abbildung 4-6: Deckung der Stromnachfrage in der Industrie in Deutschland im Szenariovergleich

Die Analyse der Deckung der industriellen Stromnachfrage (Abbildung 4-6) zeigt verschiedene Effekte auf. Bis zum Jahr 2040 wird im Szenariovergleich im Szenario DEZ weniger Strom aus der öffentlichen Erzeugung eingesetzt. Aufgrund der Dezentralisierungsrestriktionen verliert Strom aus der öffentlichen Erzeugung aufgrund gestiegener Kosten an Attraktivität. Langfristig steigt der Einsatz von Strom aus der öffentlichen Erzeugung in der Industrie in beiden Szenarien an und fällt in 2050 im Szenario DEZ höher aus. Weitere Unterschiede gibt es auch hinsichtlich des Einsatzes der industriellen Eigenerzeuger. Fossil befeuerte industrielle KWK-Anlagen gewinnen bei Dezentralisierungsbedingungen an Bedeutung. Dahingegen stehen keine industriellen CCS-KWK-Anlagen zur Verfügung. Da CCS nicht zur Verfügung steht, bietet die öffentliche Erzeugung mehr Optionen der CO₂-armen Stromerzeugung und in der Industrie steigt der Einsatz von bezogenem Strom aus dem öffentlichen Sektor

langfristig im Dezentralisierungsszenario DEZ im Vergleich zum Referenzszenario ETS75 an.

Verstärkt eingesetzt werden industrielle, fossil-befeuerte KWK-Anlagen unter den Bedingungen einer Dezentralisierung des europäischen Energiesystems vor allem in den Sektoren Lebensmittelindustrie und den sonstigen Industrien (Abbildung 4-7). Insbesondere in den späteren Perioden steigt die Wärmeerzeugung aus fossil befeuerten industriellen KWK-Anlagen in den genannten Branchen. Diese Sektoren zeichnen sich durch ein geringes Temperaturniveau der Wärmenachfrage und somit durch ein hohes KWK- bzw. BHKW-Potenzial aus. Vor allem aufgrund des Wegfalls der Option CCS reduziert sich in Deutschland jedoch langfristig die insgesamt in industriellen KWK-Anlagen erzeugte Wärmemenge im Szenariovergleich.

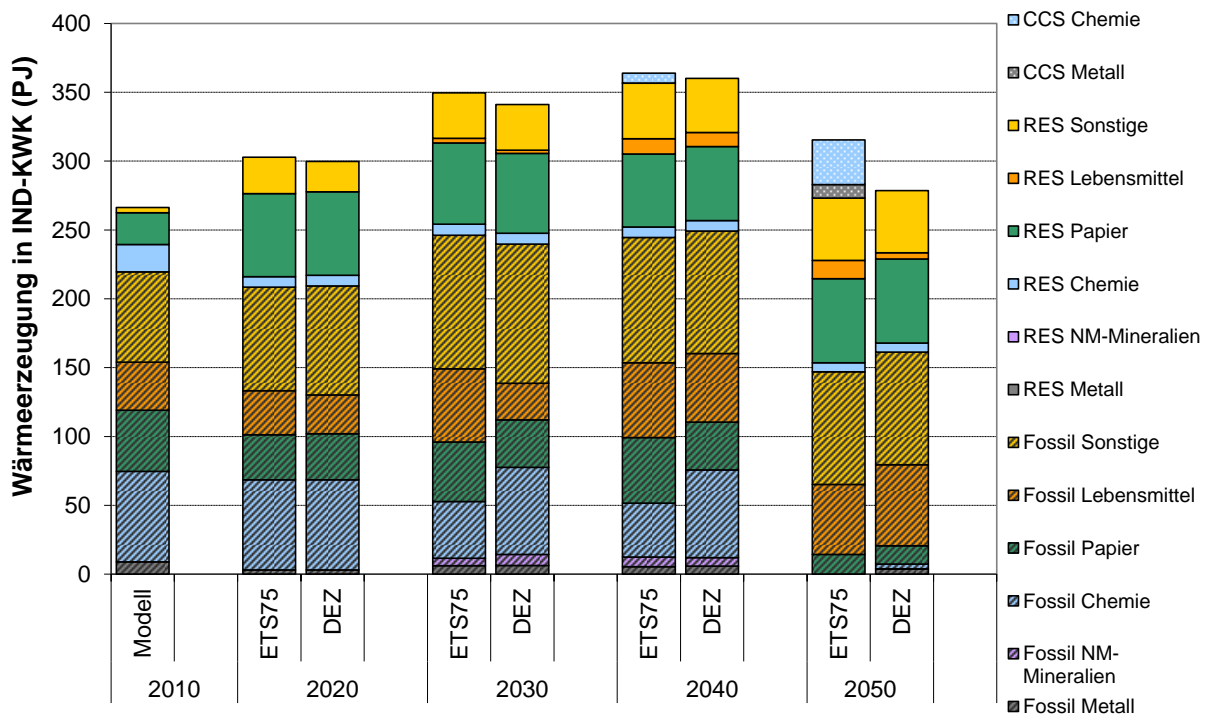


Abbildung 4-7: Wärmeerzeugung in industriellen KWK-Anlagen nach Branche und Energieträger in Deutschland im Szenariovergleich

Rückläufig ist der Gaseinsatz in der Industrie langfristig vor allem zur Strom- und Wärmeerzeugung in industriellen KWK-Anlagen (Abbildung 4-8). Ursächlich dafür ist vor allem der Wegfall des Gaseinsatzes in industriellen CCS-KWK-Anlagen, der im Referenzszenario ETS75 vor allem in der chemischen Industrie stattfindet. Gleichzeitig steigt damit der Gaseinsatz in Kesselanlagen der chemischen Industrie, um den Wärme- und Dampfbedarf anstatt durch KWK-Anlagen über reine Wärmeerzeuger zu decken. In den übrigen Industriebranchen kommt es im Dezentralisierungsszenario DEZ nur zu geringen Veränderungen gegenüber dem Referenzszenario ETS75.

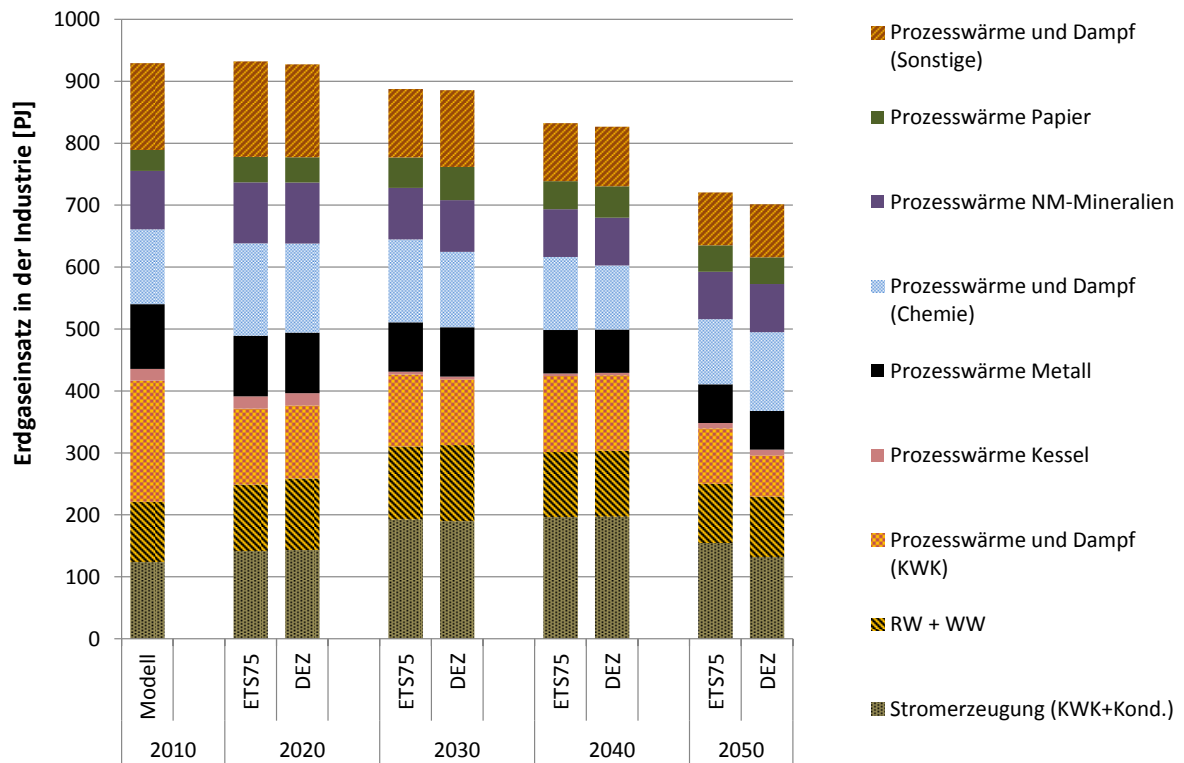


Abbildung 4-8: Erdgaseinsatz in der Industrie in Deutschland im Szenariovergleich

Insgesamt zeigen sich somit im Szenariovergleich nur geringe Unterschiede in den Nachfragesektoren. Bei einer Dezentralisierung der Stromerzeugung alleine in Deutschland werden die Änderungen am deutschen Strommarkt vor allem durch Importe, und somit durch den europäischen Strommarkt, ausgeglichen. Zudem gleicht sich im Szenariovergleich, bedingt durch das ETS-Ziel, das in beiden Szenarien vorgegeben ist, die Struktur der Stromerzeugung und auch die Strompreise langfristig wieder an. So profitieren z. B. BHKW-Anlagen in den Nachfragesektoren in beiden Szenarien vom ETS-Ziel. Somit übertragen sich die durch die Dezentralisierung ausgelösten Effekte aufgrund der mittelfristig zunehmenden Stromimporte und der sich langfristig wieder angleichender Strukturen der Stromerzeugung kaum auf die Nachfragesektoren. Durch die Beschränkung des Investitionsstopps auf Deutschland kommt es ebenfalls nur zu geringen Änderungen in der Höhe des Zertifikatspreises im europäischen Emissionshandelssystem und der dadurch hervorgerufenen Änderungen in den Nachfragesektoren.

4.3 Entwicklung des Primärenergieverbrauchs und des Erdgaseinsatzes

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland zeigt in beiden Szenarien einen rückläufigen Verlauf (Abbildung 4-9). Die Zusammensetzung ändert sich in beiden Szenarien im Zeitverlauf mit einer abnehmenden Bedeutung der fossilen Energieträger, einem Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie sowie einer zunehmenden Bedeutung von erneuerbaren Energien.

Unterschiede zwischen den Szenarien hinsichtlich des Niveaus und der Zusammensetzung des Primärenergieverbrauchs ergeben sich hauptsächlich durch einen veränderten Einsatz im Umwandlungsbereich.

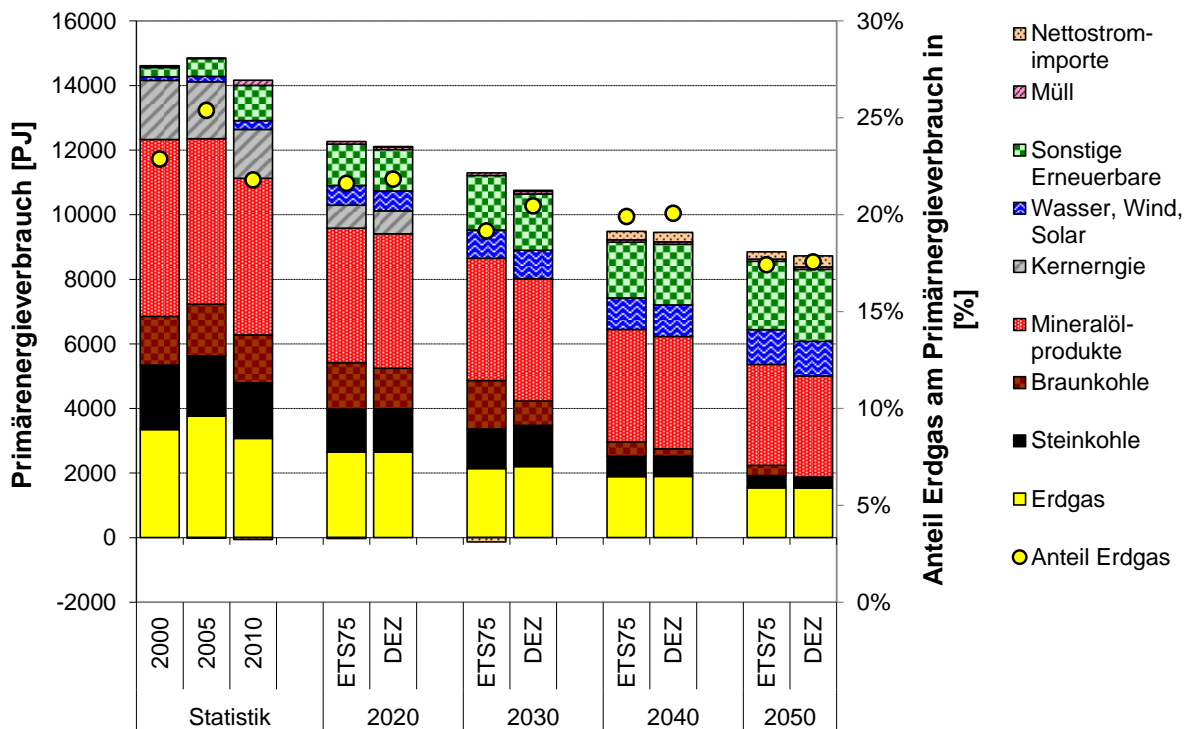


Abbildung 4-9: Primärenergieverbrauch in Deutschland im Szenariovergleich

In den beiden betrachteten Szenarien reduziert sich der Anteil des Erdgases am gesamten Primärenergieverbrauch insgesamt. Im Vergleich der beiden Szenarien ist der Erdgaseinsatz in den mittleren Perioden bei einer Dezentralisierungsentwicklung (Szenario DEZ) im Vergleich zum Referenzszenario ETS75 leicht erhöht (+ 61 PJ in 2030). Langfristig fällt der Erdgaseinsatz im Szenariovergleich etwa gleich aus und liegt bei ca. 1.540 PJ in 2050. Während im Szenario DEZ keine CCS-Verfahren eingesetzt werden, entfallen im Referenzszenario ETS75 172 PJ des Erdgaseinsatzes in 2050 in Deutschland auf CCS-Verfahren. Dazu zählen sowohl öffentliche und industrielle Kraftwerke bzw. KWK-Anlagen als auch die Nutzung von CCS in industriellen Produktionsprozessen. Insgesamt liegt der Primärenergieverbrauch im Dezentralisierungsszenario DEZ leicht unter demjenigen des Referenzszenarios ETS75 (-126 PJ in 2050). Insbesondere werden weniger fossile Energieträger eingesetzt. Dies basiert langfristig zum großen Teil darauf, dass die Option CCS nicht zur Verfügung steht, aber auch auf dem Verzicht des Zubaus von Großkraftwerken. So werden im Dezentralisierungsszenario DEZ insbesondere weniger Braunkohlen eingesetzt (-319 PJ in 2050 gg. ETS75). Dagegen steigt die Nutzung von erneuerbaren Energien. Vor allem die Nutzung der sonstigen erneuerbaren Energien wie Biomasse erhöht sich im Dezentralisierungsfall (+113 PJ in 2050 gg. ETS75). Zudem nehmen die Stromimporte nach Deutschland zu.

Im Folgenden wird die gesamte Nutzung von Erdgas im deutschen Energiesystem näher untersucht und auf die einzelnen Anwendungsbereiche (Mobilität, Strom, Wärme) bzw. detaillierter auf die Anwendungsarten innerhalb der Sektoren (beispielsweise Raumwärme im Haushaltssektor) aufgeteilt.

Haupteinsatzbereich für den Energieträger Erdgas ist der Wärmemarkt (Abbildung 4-10). Über 80 % des Erdgaseinsatzes entfallen gegenwärtig auf die Wärmebereitstellung. Dieser Anteil nimmt in beiden Szenarien im Zeitverlauf weiter zu, so dass in 2050 knapp 90 % auf diesen Anwendungsfall entfallen. Die weiteren Anwendungsbereiche neben der Wärmebereitstellung sind der Strom- und der Verkehrssektor. Wie bereits diskutiert nimmt der Gaseinsatz in der Stromerzeugung im Zeitverlauf ab. Im Verkehrssektor nimmt der Einsatz leicht zu und erreicht in 2050 einen Anteil an der gesamten Gasnutzung von etwa 4 %. Insgesamt weist der Vergleich der beiden betrachteten Szenarien keine großen Unterschiede zwischen dem Referenzszenario ETS75 und dem Dezentralisierungsszenario DEZ auf.

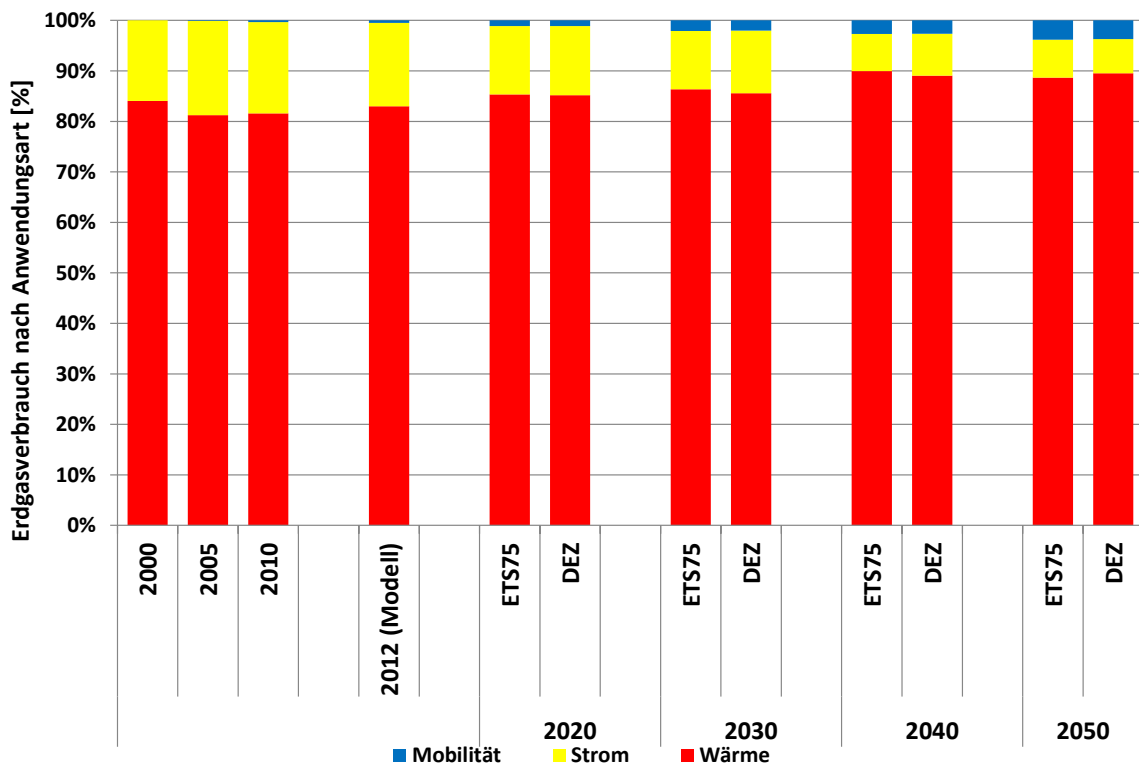


Abbildung 4-10: Erdgaseinsatz nach Anwendungsbereichen in Deutschland im Szenariovergleich

Der Erdgaseinsatz lässt sich noch weiter in Abhängigkeit der Anwendungsarten in den verschiedenen Sektoren (Abbildung 4-11) strukturieren. Insbesondere der dominierende Wärmebereich soll dabei näher aufgeschlüsselt werden. Insgesamt reduziert sich der Erdgaseinsatz für die Wärmebereitstellung und in KWK-Anlagen bei absoluter Betrachtung im Zeitverlauf in beiden Szenarien deutlich. Rückläufig ist vor allem der Gaseinsatz zur Bereitstellung von Raumwärme im Haushaltssektor. Der Erdgaseinsatz in der Industrie reduziert sich dagegen nur leicht und macht langfristig den größten Anteil in diesem Bereich aus.

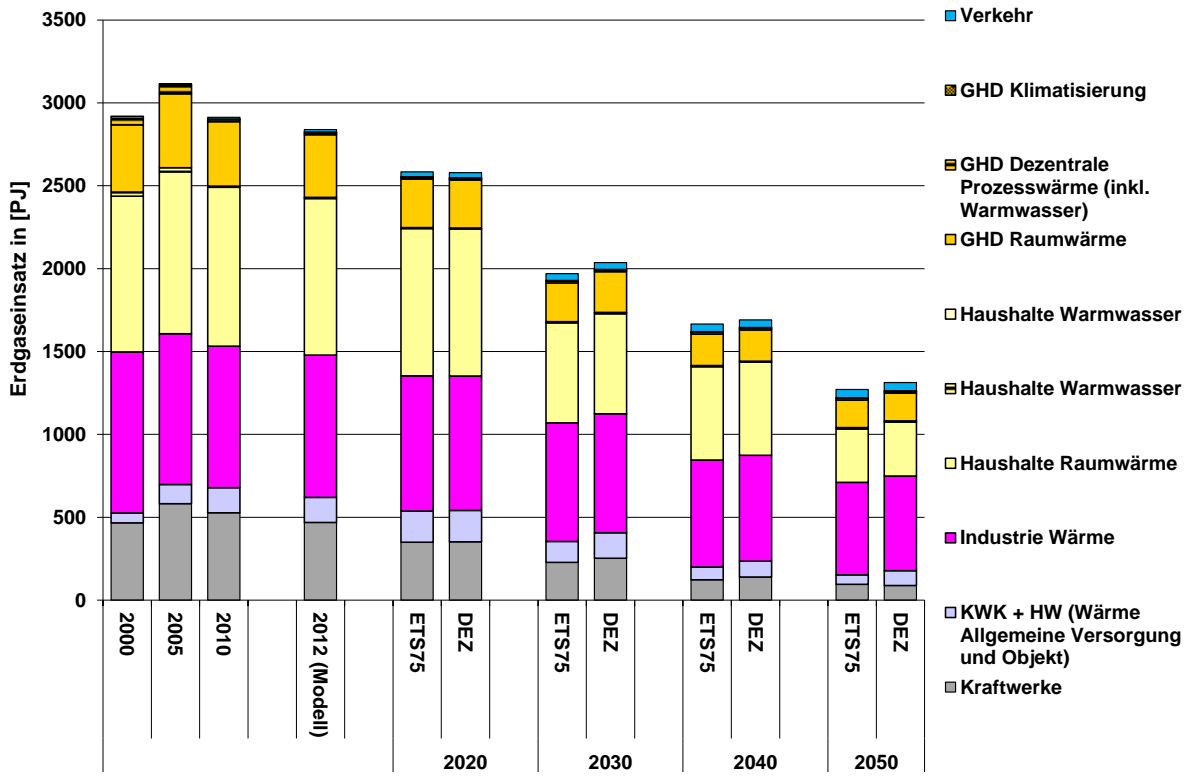


Abbildung 4-11: Erdgaseinsatz nach Anwendungsarten in Deutschland im Szenariovergleich

5 Auswirkungen der Dezentralisierung der Stromerzeugung in Deutschland auf ausgewählte volkswirtschaftliche Größen

Im Anschluss an die energiewirtschaftliche Analyse soll in einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung analysiert werden, inwiefern die Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie infolge von möglichen strompreisinduzierten Kostensteigerungen durch die Dezentralisierungstendenzen beeinträchtigt wird, in welcher Höhe Produktionsverlagerungen zu erwarten sind und welche Besonderheiten sich bei einer unterschiedlichen Verteilung möglicher Strommehrkosten auf bestimmte Stromverbraucher, wie Haushalte und Industrie ergeben. Letzteres ist besonders vor dem Hintergrund der aktuellen Diskussion über die Verteilung der Kosten der Erneuerbaren Energien (EEG-Umlage) auf die Stromverbraucher und damit verbundener Ausnahmeregelungen für einzelne Branchen von Relevanz.

Für die Abschätzung der gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen wird das Allgemeine Gleichgewichtsmodell NEWAGE verwendet (siehe Modellbeschreibung in Kapitel 8.2). In Kapitel 5.1 soll zunächst die Bedeutung von Stromkosten in Produktion und Konsum beschrieben werden, um einen Eindruck über die volkswirtschaftliche Verflechtung des Stromsektors in Deutschland zu gewinnen. Kapitel 5.2 beschreibt einige für das Verständnis der Modellrechnungen zentrale methodische Elemente des NEWAGE-Modells sowie die verwendeten Indikatoren zur Messung von Wettbewerbsfähigkeit. In Kapitel 5.3 werden die Ergebnisse der Modellrechnungen präsentiert.

5.1 Volkswirtschaftliche Verflechtung des Stromsektors in Deutschland

Betrachtet man das Vorleistungsprodukt Strom, lässt sich erkennen, dass in Deutschland der höchste Stromkostenanteil an den gesamten Produktionskosten (inkl. Arbeit und Kapital) in Höhe von 7 % in der Nichteisenmetall-Industrie zu finden ist (Abbildung 5-1a). Betrachtet man dort alleine die Kosten für Vorleistungsgüter aus anderen Sektoren, stellt Strom mit 13 % hinter den Dienstleistungen (37 %) den größten Kostenblock dar (Abbildung 5-2a). Besonders stromintensiv sind auch die Industrien Eisen & Stahl, Nichtmetallische Mineralien, Chemische Erzeugnisse und Papier, Pappe & Druck mit 2 % bis 5 %. Diese Industrien sind über die Vorleistungsverflechtung mit den restlichen Sektoren eng verbunden. So bezieht die Nichteisenmetall-Industrie neben ihren eigenen Vorleistungen und Dienstleistungen auch viele Waren des Maschinenbaus, der chemischen Industrie und des restlichen Verarbeitenden Gewerbes. Zudem spielen dort Arbeit und Kapital eine wichtige Rolle.

Der Dienstleistungssektor ist dagegen kaum vorleistungsintensiv (Abbildung 5-2b). Neben eigenen Vorleistungen machen die Produktionsfaktoren Arbeit und Kapital den Hauptkostenblock aus. Insgesamt erzeugt der Dienstleistungssektor den wertmäßig größten Output in der deutschen Wirtschaft.

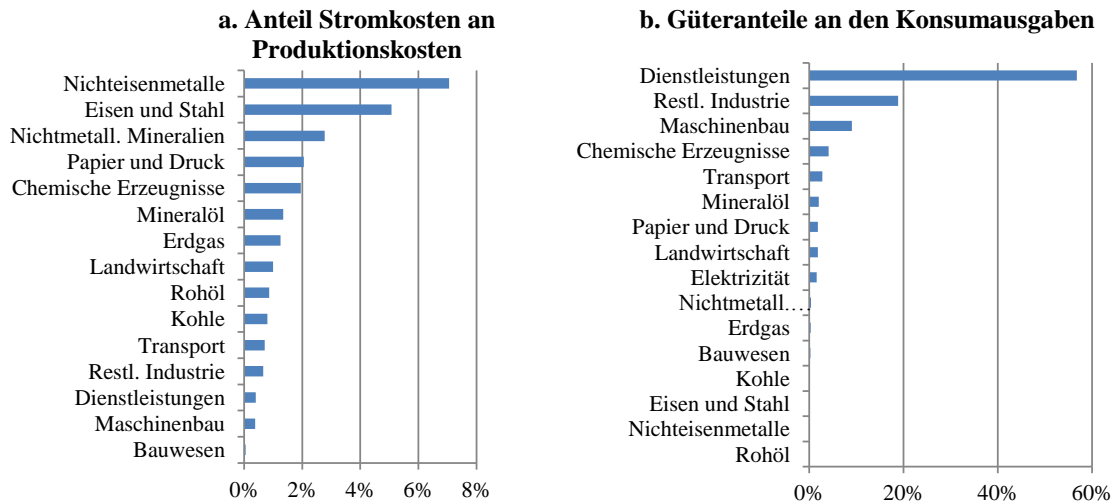


Abbildung 5-1: Anteil der Stromkosten an den Produktionskosten und Güteranteile an den Konsumausgaben in Deutschland im Basisjahr 2004

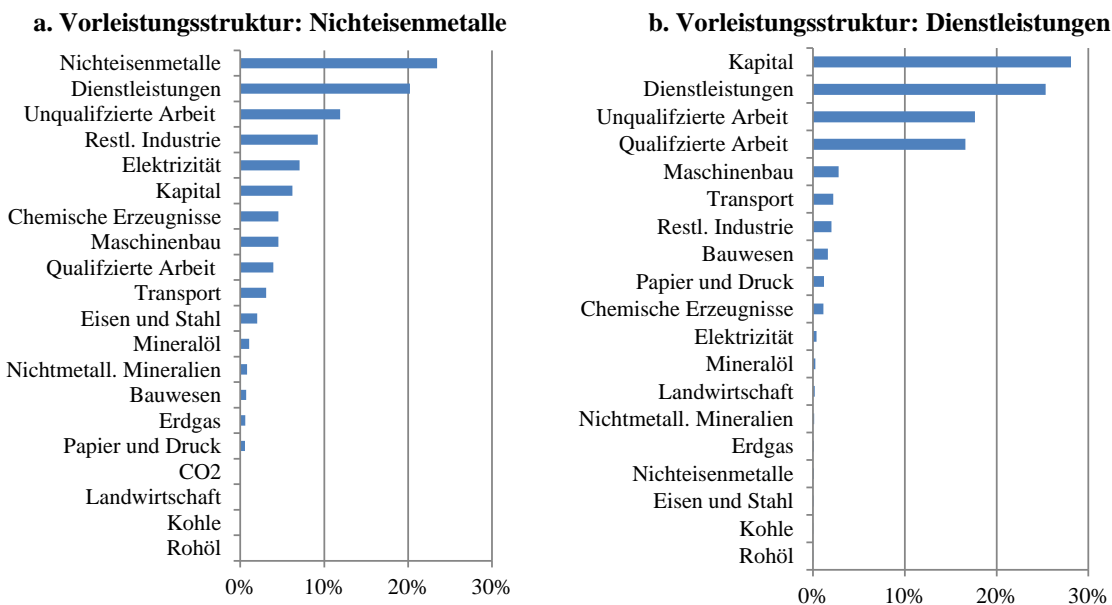


Abbildung 5-2: Vergleich der Vorleistungsstruktur von Nichteisenmetallen und Dienstleistungen in Deutschland im Basisjahr 2004

Dies erkennt man auch an den Konsumausgaben der privaten Haushalte, die zu über der Hälfte (ca. 55 %) für Dienstleistungen verwendet werden (Abbildung 5-1b). Dazu zählen beispielsweise Ausgaben für Miete, Einzelhandel, Gastronomie, Gesundheit, Kultur oder Finanzen. Daneben werden viele Ausgaben für Lebensmittel (restliches Verarbeitendes Gewerbe) und Fahrzeuge (Maschinenbau) getätigt. Strom macht dagegen mit ca. 1 % einen sehr geringen Anteil an den Konsumausgaben der privaten Haushalte aus. Bis auf die chemische Industrie (Medikamente) produzieren die energieintensiven Industrien, insbesondere Eisen & Stahl, Nichteisenmetalle und Nichtmetallische Mineralien, so gut wie keine Konsumgüter.

Stattdessen produzieren sie Vorleistungen für den Maschinenbau und die Konsumgüterindustrie (z. B. Stahl für Windräder, Aluminium für Fahrzeuge, Zement für Gebäude).

Der hohe Grad der volkswirtschaftlichen Verflechtung in Deutschland bewirkt eine gewisse Abhängigkeit der Sektoren. Auf Basis der obigen Dateninspektion lässt sich vermuten, dass Strompreisänderungen in den energieintensiven Industrien zu stärkeren Einkommens- und Substitutionseffekten führen werden, wie bei den Haushalten oder der Konsumgüterindustrie. Dies soll im Folgenden eingehender analysiert werden.

5.2 Methodische Grundlagen

Für die gesamtwirtschaftlichen Analysen wird das Allgemeine Gleichgewichtsmodell NEWAGE verwendet. Das NEWAGE-Modell ist ein globales, multi-sektorales, rekursiv-dynamisches Allgemeines Gleichgewichtsmodell mit besonderem Fokus auf dem Energiesektor, insbesondere der Stromerzeugung. Es dient der gesamtwirtschaftlichen Analyse von Energie- und Klimapolitikstrategien im Hinblick auf ihre volkswirtschaftlichen Kosten. Dabei werden sowohl direkte Effekte in einzelnen Sektoren (z. B. Energiewirtschaft) als auch indirekte Effekte in der gesamten Volkswirtschaft erfasst, die durch preisinduzierte Angebots- und Nachfrageverschiebungen hervorgerufen werden. Aufgrund des totalanalytischen Rahmens des Allgemeinen Gleichgewichtsansatzes kann die Interaktion von Akteuren auf allen Märkten einer Volkswirtschaft in einem geschlossenen Einkommenskreislauf beschrieben werden.

Im Ergebnis lassen sich quantitative Aussagen über die Veränderung makroökonomischer Kennzahlen, wie Bruttoinlandsprodukt, gesamtwirtschaftliche Beschäftigung, Investitionen oder Außenhandel, in Folge von Markteingriffen treffen. In der aktuellen Version wird die globale Volkswirtschaft auf Basis der internationalen Input-Output-Datenbank GTAP in 16 Sektoren und 10 Regionen (darunter Deutschland) unterteilt (siehe Anhang). Die Stromerzeugung ist in NEWAGE technologisch fundiert. Das Gut Strom kann auf unterschiedliche Weise produziert werden. Erzeugungstechnologien werden anhand einer CES-Funktion top-down abgeschätzt. Dabei werden die Anteilparameter aus historischen Daten bestimmt. Die Variabilität bzw. Substitutionsmöglichkeiten werden dann über Substitutionselastizitäten vorgegeben. Insgesamt wird die Stromerzeugung nach Abbildung 5-3 in 18 Erzeugungstechnologien unterteilt.

Mit NEWAGE können gesamtwirtschaftliche Auswirkungen von Strompreisänderungen analysiert und das Ausmaß von Produktionsverlagerungen ins Ausland quantifiziert werden. Eine Produktionsverlagerung findet dann statt, wenn die Wettbewerbsfähigkeit eines Landes oder eines Sektors unter diejenige des Auslands oder ausländischer Sektoren sinkt. Die Wettbewerbsfähigkeit beschreibt die sektor- bzw. länderspezifische Kostenstruktur der Güter-Produktion. Kann ein ausländischer Sektor kostengünstiger produzieren, zieht dieser einen Teil

des globalen Güterhandels auf sich, so dass dessen Exporte relativ steigen und die der anderen ausländischen Sektoren sinken.

Nesting for Technology Specific Electricity Generation

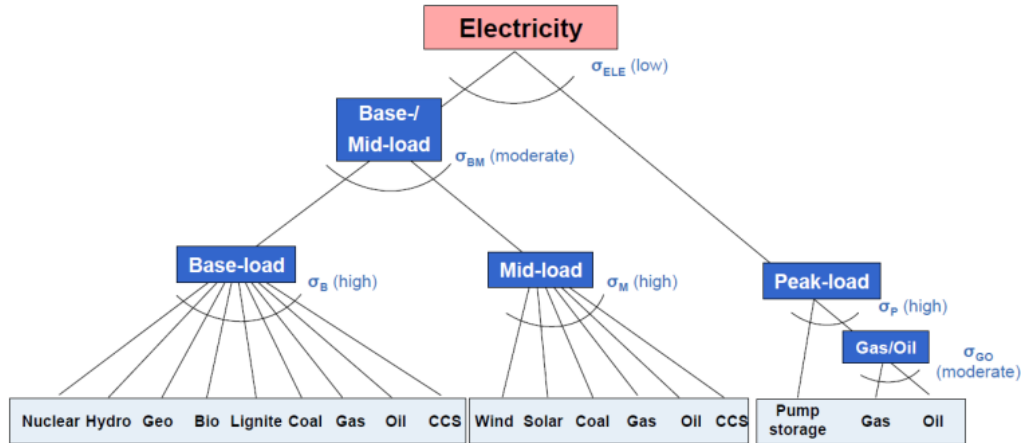


Abbildung 5-3: CES-Schachtelung der Stromerzeugungstechnologien in NEWAGE

Die energieintensive Industrie ist besonders anfällig, weil sie durch den globalen Handel sowohl ihrer Produkte als auch ihrer Vorleistungsbezüge eng mit anderen Ländern/Sektoren der Welt verflochten ist. Zur Messung von Wettbewerbsfähigkeit werden dabei verschiedene Indikatoren herangezogen. Neben den absoluten Exporten und Importen ist der Außenhandelsaldo geeignet, um Produktivitätsunterschiede und damit einhergehende Handelsaktivitäten zu beobachten. Der Außenhandelssaldo gibt Aufschluss über Größe und absolute Stärke eines Landes in einer Produktgruppe, eines Wirtschaftszweiges oder der gesamten Wirtschaft (Vogel 2000).

- **Außenhandelssaldo (AHS)**

$$\text{➤ } AHS_R^I = EX_R^I - IM_R^I$$

➤ Differenz aus Ex- und Importen eines Sektors/Landes

Neben den absoluten Indikatoren lassen sich auch relative Indikatoren formulieren, die die Handelsaktivitäten einer Industrie und/oder eines Landes zu denen der restlichen Welt ins Verhältnis setzen. Sie sind besser vergleichbar als die absoluten Konzepte, die eher als Determinanten dieser relativen Konzepte fungieren. Als Indikator für die Wettbewerbsfähigkeit einer Region hinsichtlich der Spezialisierung in einer Produktgruppe können daher der RWA (Relativer Welthandelsanteil) und der RCA (Revealed Comparative Advantage) verwendet werden (Klepper & Peterson 2008):

- **Relativer Welthandelsanteil (RWA):** Exporte

$$\triangleright RWA_R^I = \frac{EX_R^I}{\sum_R EX_R^I} / \frac{\sum_I EX_R^I}{\sum_{I,R} EX_R^I}$$

$$\text{Beispiel: } RWA_{\text{Deutschland}}^{\text{Maschinen}} = \frac{\text{Deutsche Maschinenexporte}}{\text{Weltweite Maschinenexporte}} / \frac{\text{Deutsche Exporte}}{\text{Weltweite Exporte}}$$

➤ Sektorale Land/Welt-Exporte verglichen mit gesamten Land/Welt-Exporten

- **Revealed Comparative Advantage (RCA):** Exporte / Importe

$$\triangleright RCA_R^I = \frac{EX_R^I}{IM_R^I} / \frac{\sum_I EX_R^I}{\sum_I IM_R^I}$$

$$\text{Beispiel: } RCA_{\text{Deutschland}}^{\text{Maschinen}} = \frac{\text{Deutsche Maschinenexporte}}{\text{Deutsche Maschinenimporte}} / \frac{\text{Deutsche Exporte}}{\text{Deutsche Importe}}$$

➤ Sektorales EX/IM-Verhältnis verglichen mit länderspezifischem EX/IM-Verhältnis

Der RWA setzt den Quotienten aus Produktexporten einer Region und Gesamtproduktexporten der Welt ins Verhältnis zu dem Quotient aus Gesamtexporten einer Region und Gesamtexporten der Welt. Ein Wert größer als Eins impliziert, dass das entsprechende Produkt in einer Region stärker exportiert wird als der Durchschnitt aller Exporte dieser Region. Der RCA berücksichtigt im Gegensatz zum RWA sowohl die Export- als auch die Importaktivitäten einer Region. Er setzt den Quotienten in einer Region aus Produktexporten und -importen ins Verhältnis zum Quotienten aus Gesamtexporten und Gesamtimporten einer Region.

Die Wettbewerbsfähigkeit eines Sektors eines Landes ist ausgesprochen ausgeprägt, wenn der RCA- oder RWA-Wert größer ist als Eins. Ein Anstieg oder Rückgang der Kennzahl reflektiert die Veränderung der Wettbewerbsfähigkeit.

Eine besonders hohe Wettbewerbsfähigkeit weisen in Deutschland neben dem Maschinenbau (MAC) vor allem die energieintensiven Branchen Papier (PPP), Chemie (CHM) und Nichtmetallische Mineralien (NMM) auf (Abbildung 5-4). Sie alle weisen einen RWA- und RCA-Wert von höher als Eins auf. Die Eisen- und Stahlindustrie (IRS) befindet sich an der Grenze, während die Wettbewerbsfähigkeit von Nichteisenmetallen (NFM) sowie der restlichen Industrie (ROI) eher unterdurchschnittlich ist.

5.3 Szenariobasierte Modellrechnungen

In diesem Abschnitt werden die szenariobasierten Modellrechnungen mit dem Allgemeinen Gleichgewichtsmodell NEWAGE auf der Basis der Szenariodefinition in Kapitel 3.2 (Tabelle 3-5) beschrieben und die Ergebnisse präsentiert. Im ersten Politikscenario DEZ wird pro Zeitabschnitt derjenige Kostenaufschlag auf den Strompreis berechnet, der nötig wäre, um die gleichen Strompreisänderungen zu erzielen, die in TIMES-PanEU resultieren (Abbildung 4-

4). Im zweiten PolitikszENARIO DEZ_UM werden verschiedene Umlagekonzepte untersucht, die die im Szenario DEZ entstehenden Strommehrkosten auf unterschiedliche Stromverbraucher in Deutschland verteilen. Unterschieden werden dabei die folgenden drei Verbrauchergruppen: Haushalte, Verarbeitendes Gewerbe (= Industrie) und die Gesamtheit aller produzierenden Unternehmen des Landwirtschafts-, Industrie- und Dienstleistungssektors inklusive Bau- und Transportwesen (= Wirtschaft). In beiden Szenarien werden die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen der Dezentralisierungstendenzen, insbesondere hinsichtlich der Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie, analysiert.

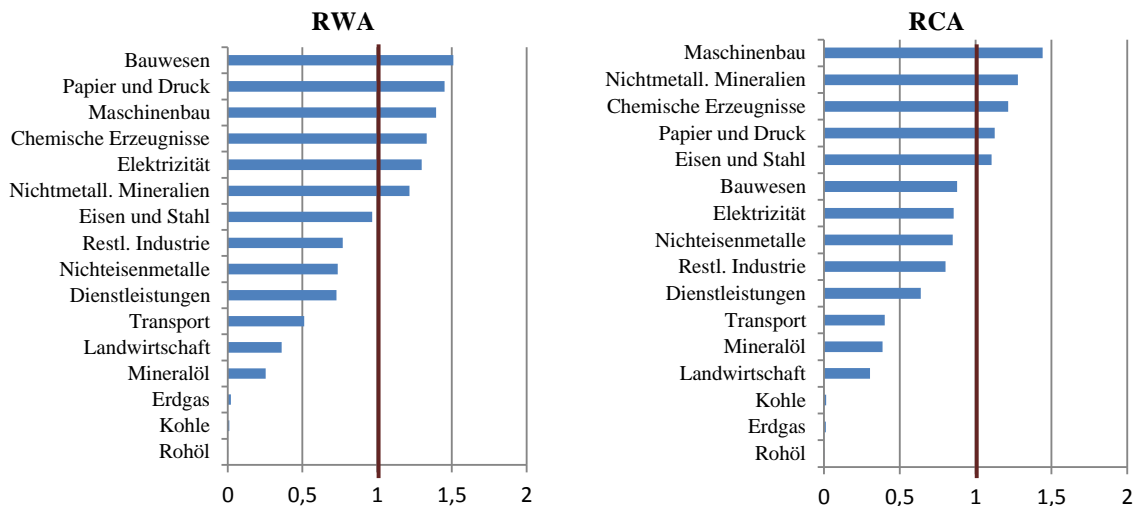


Abbildung 5-4: RWA und RCA in Deutschland im Basisjahr 2004

5.3.1 Vorgabe eines Strompreisaufschlags (Szenario DEZ)

Im Szenario DEZ wird in NEWAGE die mit TIMES-PanEU im Dezentralisierungsszenario DEZ berechnete Strompreisänderung als relativer Pfad (im Vergleich zum Referenzszenario ETS75) für den Zeitraum 2010 bis 2030 vorgegeben. Wie in Abbildung 5-5 zu erkennen ist, steigt der Strompreis in Deutschland gemäß den Ergebnissen aus TIMES-PanEU bis 2030 um bis zu 15% gegenüber dem Referenzszenario ETS75.

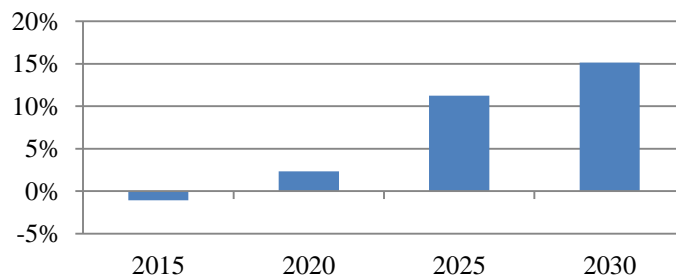


Abbildung 5-5: Strompreisänderung in Deutschland im Szenario DEZ (2015-2030, in % zu ETS75)

Der Strompreis bezeichnet den Preis des Produktionsgutes Strom, als Output des Produktionssektors Strom (ELE). In NEWAGE wird pro Zeitabschnitt derjenige Kostenaufschlag auf den Strompreis berechnet, der nötig wäre, um die gleichen Strompreisänderungen zu erzielen, die das Dezentralisierungsszenario DEZ in TIMES-PanEU hervorbringt. Aufgrund der preisabhängigen Nachfragefunktionen von Haushalten und Unternehmen kommt es in NEWAGE zu einem strompreisinduzierten Nachfragerückgang (Abbildung 5-6). Insgesamt nimmt in Deutschland die Stromnachfrage bis 2030 um bis zu 7% gegenüber dem Referenzszenario ETS75 ab. Summiert man die Preis- und Mengenänderung aller Stromverbraucher auf, kommt es in Deutschland zu zusätzlichen Stromkosten von knapp 6%. Kumuliert über den Zeitraum von 2010 bis 2030 machen diese eine Summe von 53 Mrd. €₂₀₀₀ aus, die etwa 0,11% des kumulierten Bruttoinlandsprodukts (BIP) im selben Zeitraum entsprechen.

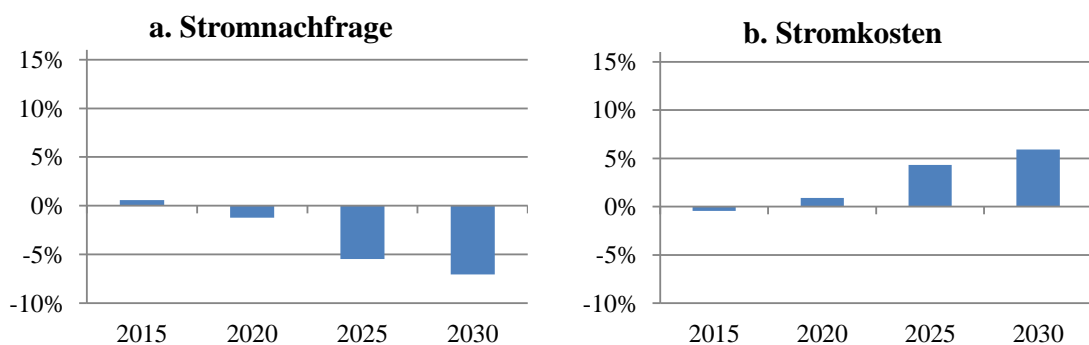


Abbildung 5-6: Entwicklung von Stromnachfrage und -kosten in Deutschland im Szenario DEZ (2015-2030, in % zu ETS75)

Die Strompreis- und damit verbundene Stromkostenerhöhung bedeutet für Unternehmen und Haushalte eine zusätzliche Kostenbelastung, so dass es zu gesamtwirtschaftlichen Anpassungsvorgängen kommt, die sich in Form von Einkommens- und Substitutionseffekten niederschlagen. Die veränderten Kostenstrukturen führen zu weltweit veränderten Handelsströmen, sprich veränderten Ex- und Importbeziehungen, was sich im Ergebnis in einer veränderten Wettbewerbsfähigkeit einzelner Branchen ausdrückt. Abbildung 5-7 stellt diese für die deutsche Industrie dar.

Demzufolge kommt es insbesondere in der Metallindustrie (Eisen, Stahl, Nichteisenmetalle) zu einer Verringerung der Wettbewerbsfähigkeit von ca. 5 bis 9%. Dort wird zum einen weniger exportiert und zum anderen mehr importiert. Dies führt zu einer Verschlechterung der Handelsbilanz, und damit zu einer Verringerung der RWA- und RCA-Werte. In den anderen energieintensiven Industrien (Chemie, Papier, Mineralien) ergeben sich Vorgänge mit gleichem Vorzeichen, allerdings in abgeschwächter Form (-1% bis -2%). Hier scheint die anfänglich starke Wettbewerbsfähigkeit zu einer größeren Robustheit gegenüber Strompreiserhöhungen zu führen. Da es sich bei den hier betrachteten Wettbewerbsfähigkeitsindikatoren um relative Konzepte handelt, können Maschinenbau und restliche Industrie von diesen Vor-

gängen leicht profitieren und ihre Wettbewerbsfähigkeit gegenüber dem deutschen Durchschnitt um ca. 1 % erhöhen.

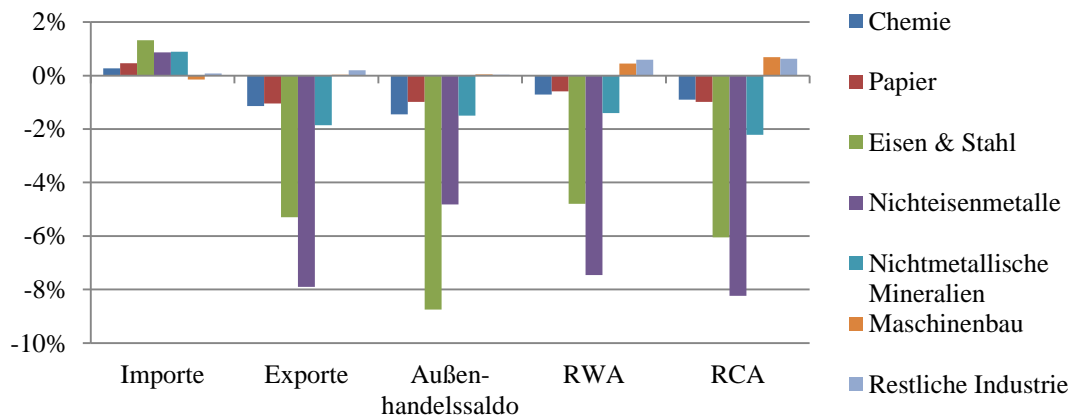


Abbildung 5-7: Wettbewerbsfähigkeit in 2030 im Szenario DEZ (in % zu ETS75)

Im europäischen Vergleich kommt es in Deutschland gesamtwirtschaftlich zu einer tendenziell negativen Entwicklung von Bruttoinlandsprodukt (BIP) und Beschäftigung (Abbildung 5-8). Einzige Ausnahme stellt das reale BIP in 2030 dar. In einer Welt mit hohen Energiepreisen und ambitionierten Klimaschutzziele scheint das Modell in einer Situation von zusätzlich stark steigenden Strompreisen bei der Zusammensetzung des BIP einen verwendungsseitigen Vorteil in einem geringeren Anteil energieintensiver Industrien zu sehen, was beispielsweise durch stärker verringerte Importe verursacht werden könnte. Darauf deutet zumindest das im Vergleich zum Referenzszenario ETS75 leicht höhere BIP des Dezentralisierungsszenarios DEZ im Jahr 2030 hin. Die inländische Beschäftigung ist hingegen durch die Dezentralisierungstendenzen durchweg negativ beeinflusst und nimmt im Vergleich zum Referenzszenario ETS75 um bis zu 0,2 % ab, während sie in der Rest-EU im Szenariovergleich nahezu konstant bleibt.

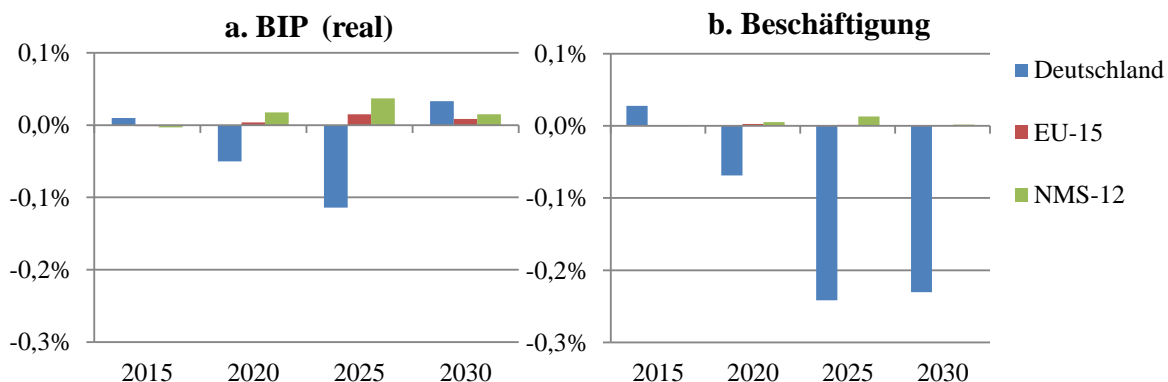


Abbildung 5-8: Entwicklung von BIP und Beschäftigung im Szenario DEZ (2015-2030, in % zu ETS75)

5.3.2 Variierte Verteilung der Strommehrkosten (Szenario DEZ_UM)

In der aktuellen energiepolitischen Diskussion in Deutschland nehmen derzeit die industrie-seitigen Ausnahmeregelungen für die EEG-Umlage einen bedeutenden Platz ein. Diese werden zum Teil mit dem Wettbewerbsschutz einiger energieintensiver Industrien begründet. Im Jahr 2010 führten derartige Ausnahmeregelungen zu einem Gesamtbetrag von 1,5 Mrd. €, der auf alle anderen Stromverbraucher umgelegt wurde und dort zu einer zusätzlichen Kostenbelastung geführt hat.¹ Hier stellt sich die Frage, wie dies aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive zu beurteilen ist. Im Szenario DEZ_UM soll daher analysiert werden, welche gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen durch eine unterschiedliche Verteilung von Strommehrkosten auf verschiedene Stromverbraucher ausgelöst werden. Dazu werden verschiedene Umlagekonzepte von strompreisinduzierten Mehrkosten betrachtet. Die Umlagekonzepte tragen der Tatsache Rechnung, dass die unterschiedlichen Stromverbraucher bei derartigen Ausnahmeregelungen unterschiedlichen Kostenbelastungen pro bezogene Stromeinheit ausgesetzt sind. Die folgenden vier Fälle von Kostenaufschlägen werden unterschieden:

- a) **Allgemeiner Strompreisaufschlag (S)** gemäß Szenario DEZ
- b) Kostenaufschlag auf den Stromverbrauch der **Wirtschaft (W)**
- c) Kostenaufschlag auf den Stromverbrauch der **Industrie (I)**
- d) Kostenaufschlag auf den Stromverbrauch der **Haushalte (H)**

Demnach werden die Strommehrkosten einmal jeweils komplett auf die Wirtschaft (W), die Industrie (I) und die Haushalte (H) umgelegt. (S) beschreibt das zuvor beschriebene Szenario DEZ als eine spezielle Form der Umverteilung, nämlich einem allgemeinen Strompreisaufschlag, der zu einer proportionalen Kostenbelastung aller Stromverbraucher führt. Die prozentualen Kostenaufschläge pro wertmäßiger Produktionseinheit (Mrd. €₂₀₀₀) in der Stromproduktion bzw. pro wertmäßiger Vorleistungseinheit (Mrd. €₂₀₀₀) in Haushalten, Wirtschaft und Industrie sind in Abbildung 5-9 dargestellt. Alle Kostenaufschläge werden jeweils für die einzelnen (5-jährigen) Zeitabschnitte berechnet.

Ein allgemeiner Strompreisaufschlag führt zu einem für alle Verbraucher symmetrischen Strompreisanstieg. 2030 macht der Kostenaufschlag ca. 25 % pro erzeugte Einheit aus. Legt man diese Kosten nun auf die Wirtschaft um, kommt es dort in 2030 zu einem Kostenaufschlag pro eingesetzte Stromeinheit von ebenfalls 25 %. Dieser Kostenaufschlag verdoppelt sich für den Fall, dass nur die Industrie die Strommehrkosten trägt (47%). Um die Strommehrkosten voll auf die Haushalte umzulegen, bedarf es eines hohen Kostenaufschlags von ca. 150 %. Dies lässt sich zum einen mit dem relativ geringen Anteil der Stromkosten an den gesamten Konsumausgaben der Haushalte (Abschnitt 5.1) und zum anderen mit einer preisinduzierten Nachfragereduktion der Haushalte erklären. Um die gleichen 53 Mrd. €₂₀₀₀ Strom-

¹ Vgl. BMU 2012a, S. 7.

mehrkosten wie im Szenario DEZ zu erzielen und preisinduzierte Nachfragereduktionen zu kompensieren, müssen die Stromkosten für die Haushalte im Vergleich zur Referenz um das 2,5-fache steigen.

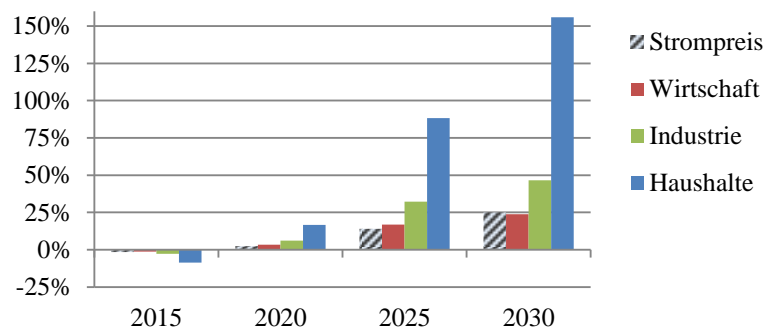


Abbildung 5-9: Kostenaufschläge für die Umverteilung der Strommehrkosten auf den Strompreis und einzelne Verbraucher im Szenario DEZ_UM (2015-2030, in %)

Die veränderte Verteilung der Stromkosten auf die Industrie und Haushalte in den 4 Fällen ist in Abbildung 5-10 dargestellt. Bei einem Strompreisaufschlag bleiben die Anteile nahezu konstant, bei ca. 54 % (Haushalte) und 29 % (Industrie). Der Haushaltsanteil steigt bei einer Haushaltsumlage im Jahr 2030 um ein Sechstel auf 63 % und sinkt bei einer Industrieumlage kaum. Der Industrieanteil steigt bei einer Industrieumlage um ca. 10 %, während er bei einer Haushaltsumlage um ein Sechstel zurückgeht.

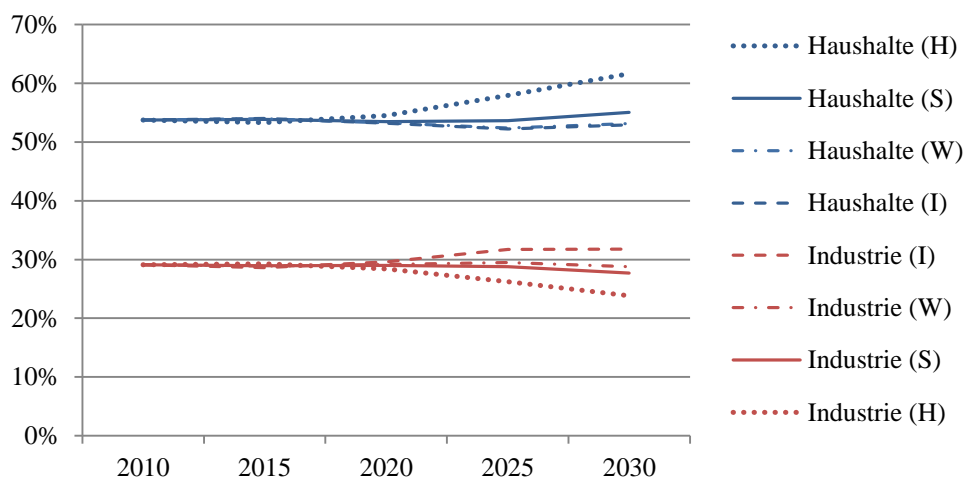


Abbildung 5-10: Entwicklung der Industrie- und Haushaltanteile an den gesamten Stromkosten pro Umlagekonzept im Szenario DEZ_UM (2010-2030, in %)

In Abbildung 5-11 sind die Auswirkungen der Umlagekonzepte auf die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie für das Jahr 2030 dargestellt. Als Vergleich wurden die Wettbewerbsfähigkeitsänderungen aus dem Szenario DEZ im Sinne einer Strompreislage mitaufgeführt. Im Vergleich zu einem allgemeinen Strompreisaufschlag führt eine Haushaltsumlage zu einer tendenziell steigenden Wettbewerbsfähigkeit in der energieintensiven Industrie. Davon profitiert die Metallindustrie (IRS, NFM) am stärksten. Der Anstieg der Wettbewerbsfä-

higkeit anhand der Indikatoren RWA und RCA bewegt sich dabei im Bereich von 8 % bis 16 %. Dagegen verliert die Metallindustrie von allen Sektoren am meisten an Wettbewerbsfähigkeit, wenn die Stromkosten komplett auf die Industrie umgelegt werden. Die Wettbewerbsfähigkeit geht dann um rund 20 % zurück. In den restlichen energieintensiven Industrien treten die tendenziell gleichen Effekte auf, allerdings in abgeschwächter Form. Im Falle einer Haushaltsumlage kann beispielsweise die Papierindustrie ihre Wettbewerbsfähigkeit leicht um 1 % steigern, während es im Falle einer Industrieumlage zu Wettbewerbsfähigkeitsverlusten von rund 5 % kommt.

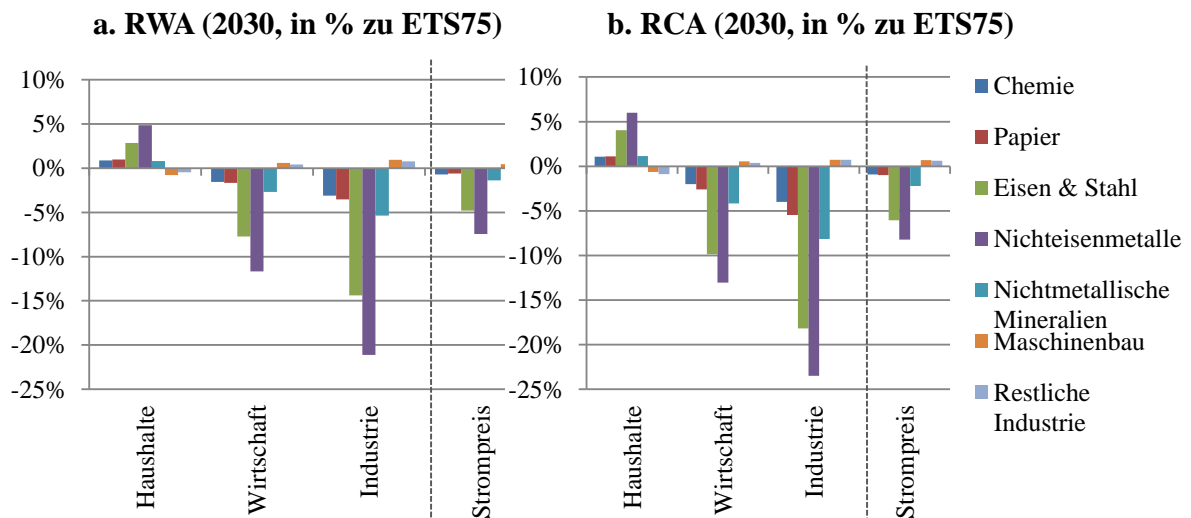


Abbildung 5-11: Änderung der Wettbewerbsfähigkeit pro Umlagekonzept im Szenario DEZ_UM in 2030 (in % zu ETS75)

Die Konsumgüterindustrie ist am wenigsten stark von Stromkostenaufschlägen betroffen. Hier kommt es im Vergleich zur energieintensiven Industrie zu schwächeren und zudem spiegelbildlichen Effekten. Der Hintergrund ist der, dass bei einer Haushaltsumlage den Haushalten im Vergleich zu einem allgemeinen Strompreisaufschlag weniger Einkommen für Konsumausgaben zur Verfügung steht. Da die Haushalte kaum Produkte energieintensiver Industrien direkt nachfragen, sondern nur in verarbeiteter Form in den Konsumgütern, geht ihre Nachfrage nach letzteren bei einer Haushaltsumlage im Vergleich zu einem allgemeinen Strompreisaufschlag zurück. Durch die geringere Nachfrage kommt es zu einer geringeren Produktion, einer geringeren Beschäftigung und damit auch zu geringeren Exporten in diesem Sektor. Im Vergleich zu den restlichen Sektoren verliert die Branche leicht an Wettbewerbsfähigkeit, die allerdings bei einem Rückgang von knapp 1 % sehr gering ausfällt. Im Falle einer Stromkostenumlage auf die Wirtschaft oder die Industrie sinken zwar auch die Exporte, allerdings kommt es hier zum Teil zu einem relativen Gewinn an Wettbewerbsfähigkeit, weil die Exporte der energieintensiven Industrie stärker einbrechen. Der Gewinn fällt dagegen ebenfalls unmerklich aus (z. B. +1 % RWA im Maschinenbau).

Als Zwischenfazit ist festzuhalten, dass die energieintensive Industrie bei einer Umverteilung der Stromkostenanstiege in Folge der Dezentralisierungstendenzen auf Industrie, Wirtschaft und auch den allgemeinen Strompreis an Wettbewerbsfähigkeit verliert, hingegen von einer Haushaltsumlage profitiert. Verglichen mit einem allgemeinen Strompreisaufschlag führt eine Industrieumlage zu einem drei- bis viermal so hohen Verlust an Wettbewerbsfähigkeit. Die Konsumgüterindustrie verzeichnet spiegelbildliche Veränderungen, allerdings in stark abgeschwächter Form.

Unterschiedliche Umlagekonzepte haben jedoch nicht nur Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit einzelner Sektoren, sondern wirken sich über preisbasierte Angebots- und Nachfrageanpassungen auch auf andere Sektoren und damit auf die gesamtwirtschaftliche Produktion und Beschäftigung aus. Abbildung 5-12 stellt die Veränderungen von BIP und Beschäftigung einer unterschiedlichen Verteilung der Strommehrkosten auf unterschiedliche Stromverbraucher im Verhältnis zum Referenzszenario ETS75 dar.

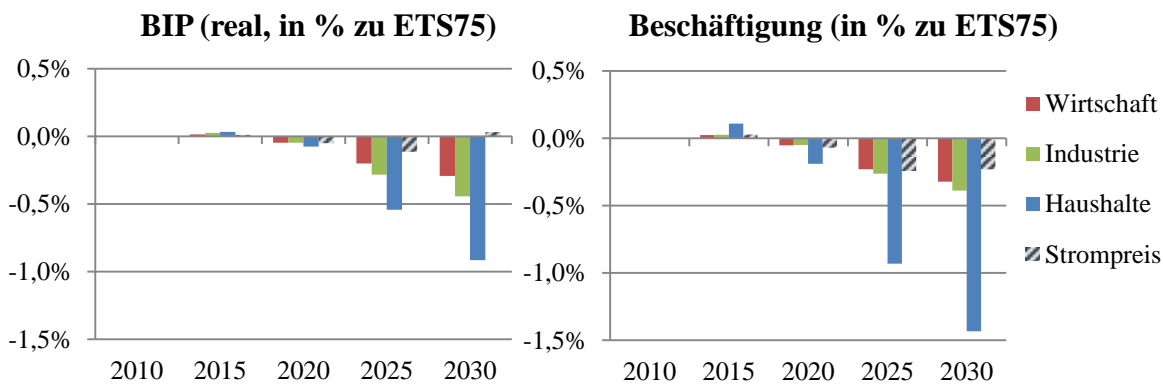


Abbildung 5-12: Entwicklung von BIP und Beschäftigung pro Umlagekonzept im Szenario DEZ_UM (2010-2030, in % zu ETS75)

Demnach führen alle Umlagekonzepte der durch die Dezentralisierung ausgelösten Strommehrkosten in 2030, verglichen mit dem Referenzszenario ETS75, zu negativen Auswirkungen bei Produktion und Beschäftigung in Deutschland. Die einzige Ausnahme stellt die oben geschilderte leicht positive Änderung des realen BIP (+0,03 %) im Falle eines allgemeinen Strompreisaufschlags dar. Die gravierendsten gesamtwirtschaftlichen Änderungen werden durch eine Haushaltsumlage ausgelöst. In diesem Falle geht das reale BIP bis 2030 um 0,9 %, die gesamtwirtschaftliche Beschäftigung um 1,4 % zurück. Im Vergleich zu einer Wirtschafts- und Industrieumlage bedeutet dies einen zwei- bis dreimal so hohen Rückgang des BIP und einen drei- bis vierfachen Rückgang der Beschäftigung. Dies liegt daran, dass den Haushalten infolge einer 2,5-fachen Kostenbelastung bei Strom weniger Einkommen für Konsumausgaben zur Verfügung steht und sie demnach weniger Konsumgüter nachfragen können. Infolge dieser gesunkenen Nachfrage kann die Konsumgüterindustrie (Maschinen, restliche Industrie) weniger Güter absetzen, so dass dort Produktion und Beschäftigung sinken. Aufgrund der großen Bedeutung des Maschinenbaus in der deutschen Wirtschaft wirken

sich die dortigen Vorgänge über die volkswirtschaftliche Verflechtung auch auf andere Sektoren aus, so dass es letztlich auch zu einem gesamtwirtschaftlichen Produktions- und Beschäftigungsrückgang kommt, der die partielle Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit in den energieintensiven Industrien überkompensiert

6 Zusammenfassung und Ausblick

Ziel dieser Studie ist es, basierend auf einer energie- und gesamtwirtschaftlichen Analyse, die Bedeutung von Erdgas für die Energiewirtschaft in Deutschland unter den Bedingungen einer zunehmenden Dezentralisierung aufzuzeigen. Die Erdgasnachfrage hängt entscheidend von den energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen (Treibhausgas-(THG-)Minderungsziel, Erneuerbaren-Energien-Quote) und vor allem auch vom Erdgaspreis ab. Insgesamt zeigt sich in dieser Betrachtung für Deutschland zukünftig generell eine rückläufige Erdgasnutzung, die vor allem auf Entwicklungen im Wärmemarkt zurückzuführen sind. Eine Ausdehnung des Emissionshandelssystems von den ETS-Sektoren auf das gesamte Energiesystem sowie eine Verschärfung dieser sektorübergreifenden Minderungsvorgabe sorgt für einen weiteren Rückgang der Erdgasnachfrage. Besonders sensitiv ist der Gaseinsatz bezüglich des Gaspreises. Ein Rückgang des Preises sorgt selbst bei einem THG-Minderungsziel von 45 % in 2030 gegenüber 1990 für einen deutlichen Anstieg des Gaseinsatzes in der Stromerzeugung und auch beim Primärenergieverbrauch an Gas. Dahingegen sorgt eine verstärkte Nutzung der erneuerbaren Energien, z. B. ausgelöst durch eine vorgegebene Quote am Bruttoendenergieverbrauch (BEEV) tendenziell für einen weiteren Rückgang des Gaseinsatzes.

Neben dem rückläufigen Einsatz im Wärmemarkt zeigt die Untersuchung der Auswirkungen von Variationen im Bereich der Energie- und Klimapolitik sowie der Gaspreise, dass auch der Gaseinsatz zur Stromerzeugung zukünftig tendenziell rückläufig ist. Insbesondere die erneuerbaren Energien verdrängen in der Stromerzeugung zunehmend den Energieträger Erdgas. Mit einem steigenden, Sektor übergreifenden THG-Minderungsziel geht langfristig der Erdgaseinsatz in der Stromerzeugung noch weiter zurück, da im Stromsektor im Vergleich zu den anderen Sektoren kostengünstigere THG-Minderungspotenziale vorhanden sind. Allerdings ist der Gaseinsatz auch im Stromsektor preissensitiv. Insbesondere bei einem THG-Minderungsziel von 75 % in 2050 gegenüber 1990 steigt der Gaseinsatz in der Stromerzeugung in Deutschland langfristig bei einem rückläufigen Gaspreis an. Ursächlich dafür ist vor allem der verstärkte Einsatz von Gas-CCS-Kraftwerken.

Eine weitere wichtige Bestimmungsgröße für die Erdgasnachfrage, neben dem Gaspreis, dem THG-Minderungsziel und der Förderung der erneuerbaren Energien, könnte eine zunehmende Dezentralisierungstendenz in der Stromerzeugung sein.

Die energiewirtschaftliche Betrachtung dieser Entwicklungstendenzen, basierend auf einer vergleichenden Szenarioanalyse mit dem europäischen Energiesystemmodell TIMES PanEU, zeigt, dass durch eine Dezentralisierung der Stromerzeugung in Deutschland die Stromerzeugung mittels Erdgas um bis zu 10 TWh zunehmen bzw. die Erdgasnachfrage um 90 - 140 PJ ansteigen könnte. Optionen der Dezentralisierung auf Basis von Erdgas sind überwiegend KWK-Lösungen, die langfristig ebenso den Bedingungen des Rückgangs im Wärmemarkt ausgesetzt sind. Daher gleicht sich langfristig bis 2050 in Deutschland die Stromerzeugung

aus Erdgas im Szenariovergleich zwischen dem Referenzszenario und dem Dezentralisierungsszenario wieder an. Zudem spielen erneuerbare Energien in beiden Szenarien eine zunehmend wichtigere Rolle. In 2050 liegt die Stromerzeugung aus Erdgas in Deutschland in beiden Szenarien bei etwa 50 TWh.

Durch die Vorgabe des Investitionsstopps in Großkraftwerke im Dezentralisierungsszenario kommt es durch die Veränderungen im Stromsektor zu einem Anstieg der Strompreise im Vergleich zum Referenzszenario. Bis 2030 beläuft sich der Anstieg der Großhandelspreise auf bis zu 15 %. Insgesamt kommt es in allen Nachfragesektoren zu einem Anstieg der Strompreise durch die Dezentralisierung.

In der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung mit dem Allgemeinen Gleichgewichtsmodell NEWAGE wurden die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen von Strompreisänderungen infolge einer in der deutschen Energiewirtschaft verstärkt dezentralen Erdgasnutzung analysiert, mit besonderem Fokus auf die Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie. Demnach führt die in TIMES-PanEU berechnete Strompreiserhöhung in Folge der Dezentralisierungstendenzen von bis zu 15 % bis 2030 im Dezentralisierungsszenario gegenüber dem Referenzszenario zu kumulierten Strommehrkosten von 53 Mrd. €₂₀₀₀ im Zeitraum von 2010 bis 2030. Dies entspricht etwa 0,11 % des BIP im selben Zeitraum.

Von derartigen Mehrkosten ist die Metallindustrie in Deutschland in ihrer Wettbewerbsfähigkeit am stärksten betroffen. Hier ist mit Produktionsverlagerungen ins Ausland und Marktanteilsverlusten von 5 % bis 9 % zu rechnen. Legt man die Strommehrkosten nur auf die Industrie um, kommt es zu noch stärkeren Verlusten im Bereich von bis zu 20 %. Legt man die Strommehrkosten dagegen nur auf die Haushalte um, kann die Metallindustrie ihre Wettbewerbsfähigkeit um rund 5 % verbessern. Ähnliche Auswirkungen sind für die anderen energieintensiven Industrien (Chemie, Papier, Mineralien) festzustellen, allerdings in abgeschwächter Form. Der maximale Verlust an Wettbewerbsfähigkeit liegt bei 6 %. Die in dieser Studie verwendeten Indikatoren zur Messung von Wettbewerbsfähigkeit weisen in allen Szenarien ähnliche Werte auf, so dass die Ergebnisse als weitestgehend robust betrachtet werden können.

Die Konsumgüterindustrie (Maschinen, restliche Industrie) wird dagegen spiegelbildlich von Strompreisänderungen tangiert. Da ihre Produkte stärker von den Haushalten konsumiert werden, als dass sie als Vorleistungsgüter in der Industrie eingesetzt werden, wird ihre Wettbewerbsfähigkeit am stärksten von einer Haushaltsumlage beeinflusst. Insgesamt fallen die Änderungen aber moderat aus (maximal +/- 1 %), was auf eine größere Robustheit gegenüber Strompreisänderungen schließen lässt.

Die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen der aus dem Dezentralisierungsszenario resultierenden Strompreiserhöhungen spiegeln sich in einem leichten Rückgang der gesamtwirtschaftlichen Produktion und Beschäftigung wieder (bis -0,25 % ggü. dem Referenzszenario). Diese werden allerdings verstärkt, wenn die Stromkosten nicht gleichmäßig über den Strom-

preis verteilt werden, sondern einzelnen Verbrauchergruppen, wie der Wirtschaft, der Industrie oder den Haushalten, auferlegt werden. Insgesamt bedarf es in 2030 eines Kostenaufschlags von 25 % bei einer allgemeinen Umlage auf die Wirtschaft, von 50 % bei einer Industrieumlage und von 150 % bei einer Haushaltsumlage. Die gravierendsten gesamtwirtschaftlichen Änderungen entstehen demnach bei einer Haushaltsumlage. Das reale BIP geht bis 2030 um 0,9 %, die gesamtwirtschaftliche Beschäftigung um 1,4 % zurück. Im Vergleich zu einer Wirtschafts- und Industrieumlage bedeutet dies einen zwei- bis dreimal so hohen Rückgang des BIP und einen drei- bis vierfachen Rückgang der Beschäftigung.

Zusammenfassend zeigt die Untersuchung, dass durch eine verstärkte Umlage von zusätzlichen Stromkosten auf die Haushalte, wie z. B. durch die aktuelle Ausgestaltung der EEG-Umlage, zwar die Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie gesteigert werden kann, allerdings gesamtwirtschaftliche Produktion und Beschäftigung negativer ausfallen als bei einem allgemeinen Strompreisaufschlag. Die bei einer Haushaltsumlage positiven Effekte der Wettbewerbsfähigkeitssteigerung der energieintensiven Industrie und damit verbundener zusätzlicher Exporte werden durch einen Einkommensverlust bei den Haushalten und damit verbundenen allgemeinen Konsum-, Produktions- und Beschäftigungsrückgängen überkompensiert. Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ist eine gleichmäßige Belastung der Wirtschaftssubjekte mit Stromkosten gemäß des Verursacherprinzips vorzuziehen. Vor dem Hintergrund einer zunehmenden Bedeutung von neuen Technologien im Bereich erneuerbarer Energien und Energieeinsparung spielen die energieintensiven Industrien allerdings eine wichtige Rolle, da sie substantielle Vorleistungen (wie z. B. Stahl für Windräder, Chemische Stoffe für Dämmmaterialien) für derart neue Technologien herstellen und durch eine zu hohe Abwanderung der energieintensiven Industrie ins Ausland auch wichtiges Know-how verloren geht. Aus strategischer und industriepolitischer Sicht könnte daher ein gewisser Wettbewerbsfähigkeitsschutz dieser Industrien gerechtfertigt sein. Hierfür dürften allerdings technologiefördernde Ansätze zielführender sein, als eine Überwälzung von zusätzlichen Stromkosten auf die Haushalte.

In Bezug auf die zukünftige Bedeutung des Energieträgers Erdgas für das deutsche Energiesystem sind noch weitere Entwicklungen bedeutsam, die über die in dieser Studie diskutierten Entwicklungen hinausgehen. Ein wichtiger Untersuchungsgegenstand und Einflussfaktor für den Erdgasabsatz ist der Gaspreis. Daher bedarf es fundierter Analysen hinsichtlich der Entwicklung des zukünftigen Gaspreises. Die den Preis beeinflussenden Faktoren müssen herausgearbeitet und zueinander in Relation gesetzt werden. Insbesondere aktuelle Entwicklungen und ihre Auswirkungen auf den Erdgaspreis sollten analysiert werden. Dazu zählt vor allem die zunehmende Förderung von Shale Gas in den USA. Es gilt zu untersuchen, welche Mengen- und Preiseffekte sich dadurch ergeben. Dazu sind die Gaspreise in den USA zu betrachten und die gegebenenfalls preisreduzierenden Wirkung auf den Gaspreis in Deutschland herauszuarbeiten. Die Analyse in dieser Studie hat gezeigt, dass der Erdgasverbrauch sehr preiselastisch ist. Daher kommt einer solchen Preisanalyse eine hohe Bedeutung zu.

Weitere Fragestellungen im Zusammenhang mit der zukünftigen Rolle von Erdgas im deutschen Energiesystem unter verschiedenen Rahmenbedingungen betreffen die zukünftige Bedeutung von Power-to-Gas bzw. Power-to-Gas-to-Power. Dabei spielen auch Fragen hinsichtlich der Kapazität des Erdgasnetzes und der Speichermöglichkeiten eine wichtige Rolle. Gegebenenfalls ist zur Untersuchung dieser Fragestellungen ein Modell mit einer höheren räumlichen und zeitlichen Auflösung im Vergleich zu dem in dieser Studie verwendeten Modellinstrumentarium notwendig. Dabei sollten die Auswirkungen eines Zubaus von Erdgas-Kraftwerken auf die Leitungsnetzkapazitäten und mögliche Engpässe untersucht, sowie zusätzlich die Rolle von Power-to-Gas zur Reduktion dieser Engpässe, etwa durch eine dezentrale Einspeisung, betrachtet werden.

7 Literaturquellen und Referenzen

Arrow, K.J., Debreu, G. (1954): Existence of an Equilibrium for a Competitive Economy. *Econometrica*, Bd. 22, S. 265-290.

BDEW (2008): Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: 60 Kraftwerke im Bau oder in Planung, Stand April 2008.

BDEW (2012): Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: BDEW-Kraftwerksliste April 2012. Berlin, 02.05.2012.

Blesl et al. (2009): Blesl, M.; Bruchof, D.; Hartmann, N.; Özdemir D.; Fahl, U.; Eltrop, L., Voß, A.: Entwicklungsstand und Perspektiven der Elektromobilität. Stuttgart. Dezember 2009.

Blesl et al. (2010): Blesl M., Kober T., Bruchof D., Kuder R.: Effects of climate and energy policy related measures and targets on the future structure of the European energy system in 2020 and beyond, *Energy Policy* 38 (2010) 6278–6292.

Blesl et al. (2011a): Blesl, M., Bruchof, D., Kober, T., Kuder, R.: Energy model runs with TIMES PanEU for the Common Case Study – Scenario analysis of the 2 °C target with and without external costs. Deliverable within the HEIMTSA project, Stuttgart.

Blesl et al. (2011b): Blesl, M.; Bruchof, D.; Fahl, U.; Kober, T.; Kuder, R.; Götz, B.; Voß, A.; Integrierte Szenarioanalysen zu Energie- und Klimaschutzstrategien in Deutschland in einem Post-Kyoto-Regime; Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Band 106, Februar 2011.

Blesl et al. (2012): Blesl, M., Kober, T., Kuder, R., Bruchof, D.: Implications of different climate policy protection regimes for the EU-27 and its member states through 2050. *Climate Policy*, vol. 12, issue 3, pp. 301–319.

Blesl, Kober (2010): Blesl, M.; Kober, T.: Bedeutung von CO₂-Transport- und Speicheroptionen im europäischen Energiesystem. *Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE)*, Jahrgang 34 (2010), Heft 4. Hrsg. Hans K. Schneider, C. Christian von Weizsäcker.

BMU (2012): Informationen zur Anwendung von § 40 ff. EEG (Besondere Ausgleichsregelung) für das Jahr 2012, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Referat KI/III/1 „Allgemeine und grundsätzliche Angelegenheiten der Erneuerbaren Energien“, Stand: 30.03.2012, Berlin.

Bruchof, Voß (2010) Bruchof, D.; Voß, A.: Analysis of the Potential Contribution of Alternative Fuels and Power Trains to the Achievement of Climate Targets in the EU27. Fullpaper. International Energy Workshop (IEW). Stockholm. 21.-23. Juni 2010.

Capros et al. (2008): Capros, P.; Mantzos, L.; Papandreou, V.; Tasios, N.: European Energy and Transport, Trends to 2030 – Update 2007, Athen, April 2008.

DIW (2013): Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung: Abnehmende Bedeutung der Braunkohleverstromung: weder neue Kraftwerke noch Tagebaue benötigt. Wochenbericht des DIW Berlin, 48/2012, S. 25-33.

DLR et al. (2012): Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR); Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES); Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. März 2012.

Ellersdorfer, I., Fahl, U. (2004): NEWAGE-W. Energiemodelle zum europäischen Klimaschutz, Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland, Lit-Verlag 2004 (IER).

Energie & Management (2013): Das Uniform-Werk in Monheim wird rund um die Uhr durch sechs heißgekühlte BHKW-Module von Zeppelin Power Systems mit Dampf, Heizwärme, Strom und Antriebsenergie versorgt. In: Energie & Management, Ausgabe 12, 15. Juni 2013.

Erdmann, Dittmar (2010): Erdmann, G.; Dittmar, L.: Technologische und energiepolitische Bewertung der Perspektiven von Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland. Berlin: März 2010.

Europäische Kommission (2009): Europäische Kommission: EU-Maßnahmen gegen den Klimawandel, Das Emissionshandelssystem der EU. Brüssel - Belgien: 2009.

European Commission (2008): Commission staff working document, impact assessment, document accompanying the package of Implementation measures for the EU's objective on climate change and renewable energy for 2020, SEC(2008) 85/3, Brussels 23.01.2008.

Fahl et al. (2010): Fahl, U.; Blesl, M., Voß, A.: Energiewirtschaftliche Bedeutung der Braunkohlenutzung in Deutschland – Szenarioanalyse bis 2030, Energiewirtschaftliche Tagesfragen (2012) 62. Jg., Heft 8, S. 25 – 31.

Fahl et al. (2010): Fahl, U.; Blesl, M.; Voß, A.; Achten, P.; Bruchof, D.; Götz, B.; Hundt, M.; Kempe, S.; Kober, T.; Kuder, R.; Küster, R.; Lambauer, J.; Ohl, M.; Remme, U.; Sun, N.; Wille, V.; Wissel, S.; Ellersdorfer, I.; Kesicki, F.; Frondel, M.; Grösche, P.; Peistrup, M.; Ritter, N.; Vance, C.; Zimmermann, T.; Löschel, A.; Bühler, G.; Hoffmann, T.; Mennel, T.; Wölfling, N.: Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030, Energieprognose 2009, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) durch das Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW), März 2010.

FAZ (2012): Frankfurter Allgemeine Zeitung: Eon baut Staudinger nicht aus. Frankfurt: 13.11.2012.

International Energy Agency (IEA), (2010): World Energy Outlook 2010, Paris 2010.

Klepper, G., Peterson, S. (2008): The competitiveness effects of the EU climate policy, Kiel Working Papers, No. 1464, November 2008, Kiel Institute for the World Economy.

Klima Allianz Deutschland (2013): Kohlekraftwerk PROFEN. <http://www.kohle-protest.de/profen/>, abgerufen am 09.07.2013.

Kober, Blesl (2010) Kober, T.; Blesl, M.: Analysis of potentials and costs of storage of CO₂ in the Utsira aquifer in the North Sea. Report work package 4: Regional analysis at North Sea level. www.fenco-era.net. 2010.

Kober, T.; Fahl, U.; Blesl, M.; Voß, A. (2012): Energiewirtschaftliche Bedeutung der Braunkohlenutzung in Deutschland Szenarioanalysen bis zum Jahr 2030 mit Ausblick auf die kommenden Jahrzehnte; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Januar 2012.

Kuder, Blesl (2010): Kuder, R; Blesl, M.: Technology orientated analysis of emission reduction potentials in the industrial sector in the EU-27. Fullpaper. International Energy Workshop (IEW). Stockholm. 21-23 Juni 2010.

Küster, R. (2009): Klimaschutz, Volkswirtschaft und Beschäftigung: Analysen zur deutschen und europäischen Klimaschutzpolitik mit einem Berechenbaren Allgemeinen Gleichgewichtsmodell. Dissertation, Mensch und Buch Verl., Berlin.

Küster, R., Ellersdorfer, I. & Fahl, U. (2007): A CGE-Analysis of Energy Policies Considering Labour Market Imperfections and Technology Specifications. Paper prepared for European Summer School in Resource and Environmental Economics 2007 (EAERE, FEEM, VIU).

Mathiesen, L. (1985): Computation of Economic Equilibrium by a Sequence of Linear Complementarity Problems. Mathematical Programming Study, Bd. 23, S. 144-162.

NEEDS (2006): NEEDS working paper RS2, WP2.3 2006: Key Drivers for Energy Trends in EU; Specification of the Baseline and Policy Scenarios, www.needs-project.org.

Prognos (2011): Zwischenüberprüfung zum Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung. Endbericht, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Berlin, Basel: August 2011.

Schlessinger et al. (2010): Schlessinger, M.; Lindenberger, D.; Lutz, C.: Energieszenarien für das Energiekonzept der Bundesregierung, Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, August 2010.

Suwala et al. (2013): Suwala, W.; Wyrwa, A.; Pluta, M.; Jędrysik, E.; Karl, U.; Fehrenbach, D.; Wietschel, M.; Boßmann, T.; Elsland, R.; Fichtner, W.; Genoese, M.; Hartel, R.; Bublitz, A.; Merkel, E.; Poganietz, W.-R.; Silveira, S.; Morfeldt, J.; Mörtberg, U.; Höjer, M.; Brown, N.; Pang, X.; Möst, D.; Müller, T.; Gunkel, D.; Blesl, M.; Kuder, R.; Beestermöller, R.; Nijs, W.: Shaping our energy system – combining European modelling expertise. Case studies of the European energy system in 2050. Report of the Energy System Analysis Agency (ESA2). Karlsruhe: January 2013.

UBA (2013): Umweltbundesamt: Kraftwerke in Deutschland. Datenbank, <http://www.umweltbundesamt.de/energie/politik.htm>, abgerufen am 09.07.2013.

Vogel, C. (2000): Deutschland im internationalen Technologiewettlauf: Bedeutung der Forschungs- und Technologiepolitik für die technologische Wettbewerbsfähigkeit. Volkswirtschaftliche Schriften, 510, Duncker & Humblot, Berlin.

Wiese (2008): Wiese, F.: Auswirkungen der Offshore-Windenergie auf den Betrieb von Kohlekraftwerken in Brunsbüttel. Diplomarbeit der Universität und Fachhochschule Flensburg, Energie- und Umweltmanagement, Juni 2008.

Zürn, M. (2010): Auswirkungen des technologischen Fortschritts und des Klimaschutzes auf die Stromerzeugung – Analysen mit einem Allgemeinen Gleichgewichtsmodell. Dissertation, Josef Eul Verlag GmbH 2010 (IER).

8 Anhang

8.1 Modellbeschreibung TIMES PanEU

Modellgenerator TIMES

Das Energiesystemmodell TIMES (The Integrated Market Eform System) wurde in den letzten Jahren im Rahmen des „Energy Technology Systems Analysis Programme“ (ETSAP) der IEA unter Mitwirkung des IER entwickelt. Es ist somit in eine Klasse mit den Modellen MARKAL, EFOM oder MESSAGE einzuordnen. Der Modellgenerator TIMES wurde aus Gründen der Portierbarkeit in der allgemeinen Modellierungssprache GAMS entwickelt. TIMES ist ein mehrperiodisches, lineares Optimierungsmodell, das auf einem prozesstechnischen Ansatz basiert, bei dem einzelne Anlagen im Energiesystem aggregiert abgebildet werden. TIMES stellt streng genommen einen Modellgenerator dar, mit dem ein Energiesystem technologisch detailliert als ein Netzwerk von Prozessen (z. B. Kraftwerkstypen, Verkehrstechnologien) und Gütern (Energieträgern, -formen, Material) in Form eines sogenannten Referenzenergiesystems abgebildet wird. Mit Hilfe eines solchen flexiblen Modellansatzes lassen sich gesamte Energiesysteme vom Primärenergieträger bis zur Energiedienstleistung aber auch einzelne Sektoren, wie der Strom- und Fernwärmeerzeugungssektor, technologisch detailliert abbilden (Abbildung 8-1, Blesl et al. 2011b).

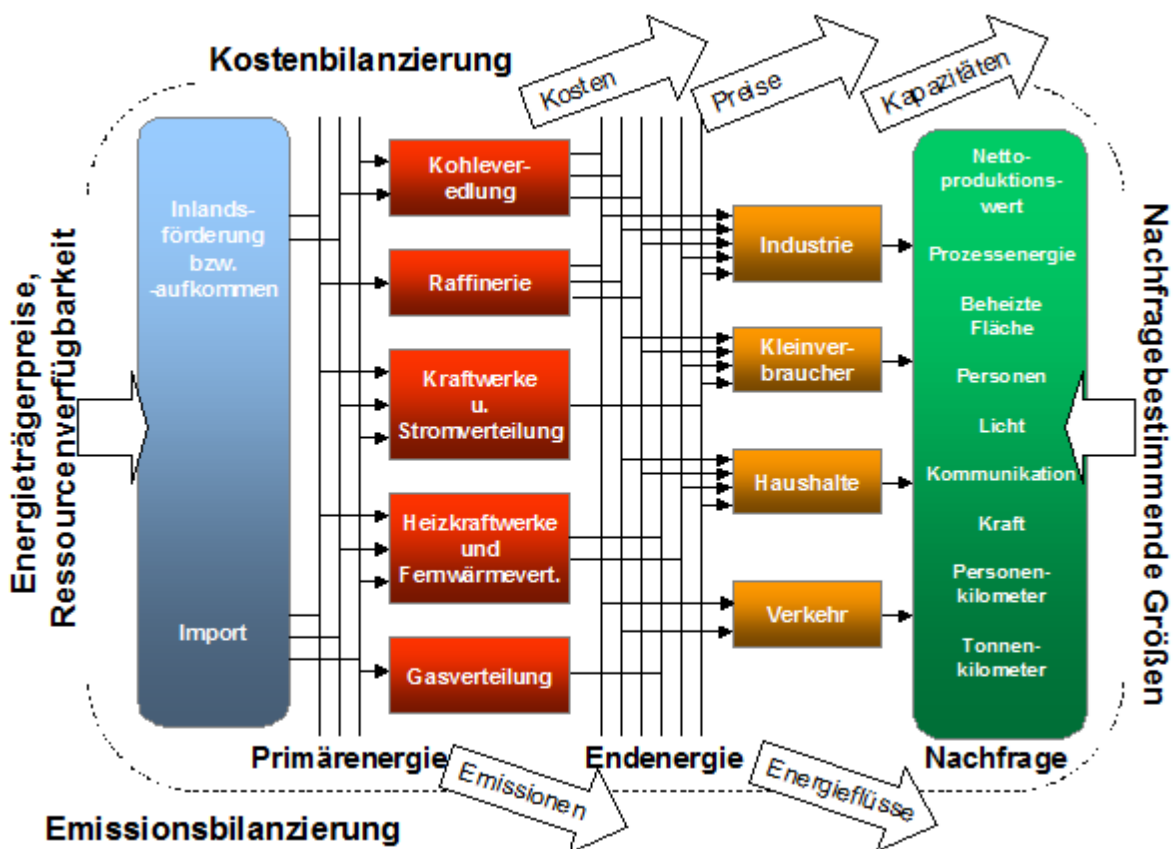


Abbildung 8-1: Schematische Darstellung eines Referenzenergiesystems

Ziel ist die Ermittlung der wirtschaftlich optimalen Energieversorgungsstruktur bei einem vorzugebenden Nutzenergie- bzw. Energiedienstleistungsbedarf und gegebenenfalls energie- und umweltpolitischen Vorgaben. Hierzu erfolgt eine Minimierung der diskontierten Aufwendungen des Energiesystems, wobei jedoch die einzelnen Akteure (Haushalte, Industrie, Energieversorgung) unterschiedliche wirtschaftliche Kalküle haben können. Durch Angabe von Rahmenbedingungen lassen sich unterschiedliche Fragestellungen formulieren, beispielsweise die kostengünstigste Umsetzung von Treibhausgasminderungszielen 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 Energieträger charakterisierenden Parameter.

Vorrangige Zielsetzung der Modellentwicklung von TIMES ist die flexible Struktur, um eine einfache Anpassung der mathematischen Modellformulierung an die jeweilige Problemstellung zu gewährleisten. TIMES zeichnet sich durch folgende Charakteristika aus:

- beliebige Anzahl der Prozesse, die im Modell berücksichtigt werden können,
- regional/sektoral disaggregierbar,
- intertemporale Zeitbehandlung,
- beliebige/austauschbare Zielfunktion,
- Flexibilität bezüglich der Änderung und Erweiterung der zugrundeliegenden Modellmathematik,
- Berücksichtigung von preiselastischen Nachfrageänderungen,
- Kopplung an ein makroökonomisches Ein-Sektoren-Wachstumsmodell.

Der Modellgenerator erlaubt eine gemischt-ganzzahlige Modellierung von Technologien (Berücksichtigung von Baugrößenklassen) und eine Behandlung von Lernkurveneffekten.

Europäisches Energiesystemmodell TIMES PanEU

Das Pan-Europäische TIMES Energiesystemmodell (kurz TIMES PanEU) ist ein 30 Regionen umfassendes Energiesystemmodell (Blesl et al. 2010), welches alle Staaten der EU-27 sowie die Schweiz, Norwegen und Island beinhaltet. Der Modellierungszeitraum erstreckt sich von 2000 bis 2050, wobei die Modellierung in Stützjahren mit einer Länge von 5 Jahren erfolgt. Jedes Stützjahr ist durch 12 Zeitsegmente (3 Tageszeitsegmente und 4 Jahreszeitsegmente), anhand derer jahreszeitlich verschiedene Zustandsgrößen bzw. Last- und Nachfrageverteilungen abgebildet werden. Zielfunktion des Modells ist eine zeitintegrale Minimierung der gesamten diskontierten Systemkosten für den Zeithorizont 2000 bis 2050. Dabei ist im Modell ein vollständiger Wettbewerb zwischen verschiedenen Technologien bzw. Energieumwandlungspfaden unterstellt. Des Weiteren gehen die Rahmenbedingungen bezüglich der

Energiesteuern und Subventionen mit in die Kalkulation ein, ebenso wie typische Gewinnmargen bei den Energiesektoren, so dass im Zuge der einzelnen Stufen der Energiebereitstellungskette die Preise ansteigen (NEEDS 2006).

Als Energiesystemmodell enthält TIMES PanEU auf einzelstaatlicher Ebene alle an der Energieversorgung und -nachfrage beteiligten Sektoren, wie beispielsweise den Rohstoffbereitstellungssektor, die öffentliche und industrielle Strom- und Wärmeerzeugung, die Industrie, den Gewerbe-, Handel-, Dienstleistungssektor, die Haushalte und den Transportsektor. Sowohl die Treibhausgasemissionen (CO₂, CH₄, N₂O) als auch Schadstoffemissionen (CO, NO_x, SO₂, NMVOC, PM₁₀, PM_{2,5}) sind in TIMES PanEU erfasst.

Im **Verkehrssektor** sind die vier Bereiche Straßenverkehr, Schienenverkehr, Schifffahrt und Luftverkehr abgebildet. Der Straßenverkehr enthält insgesamt fünf Nachfragekategorien für den Personenverkehr (Pkw Kurzstrecke, Pkw Langstrecke, Linienbusse, Reisebusse, Krafträder) und eine für den Gütertransport (Lkw). Der Schienenverkehr umfasst die drei Kategorien Schienenpersonenverkehr nah und fern sowie Schienengüterverkehr. Die Verkehrsmodi Schifffahrt und Luftverkehr werden jeweils durch einen Technologie unspezifischen allgemeinen Prozess abgebildet, bei dem die Entwicklung der Verkehrsnachfrage durch die Entwicklung der Endenergienachfrage repräsentiert wird. Im Bereich Luftverkehr kann weiter nach Inlandsflügen, intra-EU Flügen und extra-EU Flügen unterschieden werden.

In den einzelnen Fahrzeugkategorien stehen verschiedene Kraftstoff- und Antriebsvarianten zur Verfügung (Tabelle 8-1). Neben den konventionellen Kraftstoffen auf Mineralölbasis (Benzin, Diesel, Kerosin) sind auch alternative Kraftstoffe wie Erdgas, Autogas, mehrere Arten von Biokraftstoffen, Methanol, Strom, Dimethyleter und Wasserstoff im Modell abgebildet. Bei Biokraftstoffen besteht sowohl die Möglichkeit der Nutzung in Reinform in speziell darauf abgestimmten Motoren als auch die Möglichkeit der Beimischung von Biokraftstoffen zu konventionellen Kraftstoffen. Kraftstoffe wie Methanol, Dimethyleter, Strom oder Wasserstoff können sowohl aus fossilen als auch aus erneuerbaren Quellen erzeugt werden, wobei im Modell alle Emissionen von der Rohstoffgewinnung über die Umwandlung zum Kraftstoff bis hin zum Verbrauch im Fahrzeug (Well-to-Wheel) erfasst sind.

Zudem sind im Straßenverkehr auch unterschiedliche alternative Antriebskonzepte wie Hybrid- und Plug-In-Hybridfahrzeuge sowie Batterie- und Brennstoffzellen betriebene Elektrofahrzeuge abgebildet. Die im Modell erfassten Antriebstechnologien unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Investitions- und Fixkosten sowie Effizienzen und Emissionen, wobei für alle Parameter ein zeitlicher Entwicklungspfad vorgegeben ist. Tendenziell nehmen dabei die Mehrkosten bei alternativen Antriebskonzepten, wie z. B. Elektroantrieben, gegenüber konventionellen Antrieben im Zeitverlauf ab, während der spezifische Kraftstoffverbrauch je Fahrzeugkilometer auch bei konventionellen Antrieben kontinuierlich sinkt (Blesl et al. 2009; Bruchof, Voß 2010). Des Weiteren besteht im Modell die Möglichkeit zur Investition in Energieeinsparmaßnahmen, die eine zusätzliche Verbrauchsreduktion bei konventionellen

Antrieben ermöglichen. Im Straßenverkehr zählen dazu unter anderem Maßnahmen wie verstärktes Downsizing kombiniert mit Turboaufladung, Start-Stopp-Systeme, Direkteinspritzung beim Ottomotor oder Steigerung des Hochdruckwirkungsgrads beim Dieselmotor. Auch für den Luftverkehr existieren zusätzliche Einsparmaßnahmen. Sie umfassen Maßnahmen wie Upgrades der vorhandenen Flugzeugflotte (z. B. Nachrüstung von Winglets, Gewichtsreduzierung durch leichtere Bestuhlung etc.), Verbrauchsoptimierungen beim Flugzeugeinsatz (z. B. Schwerpunktoptimierung, verbessertes Wartungsmanagement) und Steigerung der mittleren Effizienz der Gesamtflotte durch vorgezogenes Ausrangieren und Ersetzen älterer Flugzeuge.

Tabelle 8-1: Im Energiesystemmodell TIMES PanEU modellierte Kraftstoff- und Antriebsalternativen

Kraftstoff /Fahrzeugkategorie	Pkw	Bus	leichte Nfz	schwere Nfz	Krafträder	Schieneverkehr	Luftverkehr	Schifffahrt	
Benzin	+	+	+		+		+		<ul style="list-style-type: none"> + Im Modell implementiert * Beim Isolierung von Blockkraftstoffen und synthetischen Kraftstoffen möglich BZ: Brennstoffzelle VM: Verbrennungsmotor FT: Fischer-Tropsch Nfz: Nutzfahrzeug BtL: Biomass-to-Liquid GtL: Gas-to-Liquid CtL: Coal-to-Liquid Fossile Kraftstoffe Blockkraftstoffe Kraftstoffe, die sowohl aus fossilen als auch aus Erneuerbaren Energieträgern erzeugt werden können
Hybrid	+		+						
Plug-In-Hybrid	+		+						
Diesel	+	+	+	+		+		+	
Hybrid	+	+	+	+					
Plug-In-Hybrid	+		+						
Autogas	+		+	+					
Schweres Heizöl								+	
Kerosin							+		
Erdgas	+	+	+	+					
Hybrid	+	+	+	+					
Plug-In-Hybrid	+		+						
Biodiesel	+	+	+	+					
Ethanol (E85)	+	+	+						
Hybrid	+		+						
Plug-In-Hybrid	+		+						
FT-Diesel (BtL, GtL, CtL)	+	+	+	+			+		
Strom	+		+		+	+			
Methanol VM	+	+	+						
Methanol BZ	+								
Dimethylether	+	+	+	+					
Wasserstoff (g) VM	+		+						
Wasserstoff (g) BZ	+	+	+	+					
Hybrid	+	+	+	+					
Wasserstoff (l) BZ	+		+						

Der **Haushaltssektor** umfasst elf Nachfragekategorien (Raumwärme, Raumklimatisierung, Warmwasser, Kochgeräte, Beleuchtung, Kühlschränke, Waschmaschinen, Wäschetrockner, Spülmaschinen, sonstige Elektrogeräte, sonstiger Energieverbrauch), wovon die ersten drei Kategorien weiter differenziert werden nach Gebäudetyp und –alter (Einfamilienhäuser in städtischen und ländlichen Gebieten sowie Mehrfamilienhäuser, jeweils unterteilt in Gebäudebestand (3 Altersklassen) und Neubauten). Für die unterschiedlichen Gebäudetypen sind verschiedene energetische Sanierungsoptionen sowohl kostenseitig als auch bzgl. deren Einsparpotenzial hinterlegt. Dadurch kann beispielweise die Nachfrage nach Raumwärme entweder dezentral durch einen Niedertemperatur-Heizkessel oder zentral durch Nah- oder Fern-

wärme gedeckt werden bzw. durch Austausch der Fenster oder Wärmedämmung gegenüber dem Standard reduziert werden.

Der Sektor **Gewerbe, Handel, Dienstleistungen** (GHD) wird durch ein ähnlich strukturiertes Referenzenergiesystem (RES) abgebildet und umfasst neun Nachfragekategorien (Raumwärme, Raumklimatisierung, Warmwasser, Kochgeräte, Kühlschränke, Beleuchtung, öffentliche Straßenbeleuchtung, sonstige Elektrogeräte, sonstiger Energieverbrauch). Die ersten drei Kategorien werden weiter untergliedert nach Gebäudetyp (groß/klein). Betrachtete Technologien für den Bereich Haushalte und GHD sind unter anderem Absorptionswärmepumpen und -kältemaschinen, Elektroheizungen, Biomasseheizungen oder Solarkollektoren.

Der Sektor **Landwirtschaft** wird durch einen allgemeinen Prozess beschrieben mit einem Mix aus mehreren Energieträgern als Input und einer aggregierten Nutzenergienachfrage als Output.

Im Bereich **Industrie** wird zwischen energieintensiven und nicht energieintensiven Branchen unterschieden. Die energieintensiven Branchen werden dabei durch ein prozessorientiertes RES abgebildet. Dieser Bereich besteht aus den Branchen Eisen u. Stahl, Aluminium, Kupfer, Ammoniak, Chlor, Zement, Kalk, Flachglas, Behälterglas und Papier. Ausgangspunkt sind die absoluten Produktionsmengen dieser Branchen in physischen Mengeneinheiten (Mio. t). Zur Erfüllung dieses Bedarfs stehen auf unterschiedlichen Prozessstufen verschiedene Technologien zur Auswahl. So wird in der Papierindustrie beispielsweise auf einer Prozessstufe Holz- bzw. Zellstoff produziert. Dazu stehen sowohl mechanische, chemische als auch Recyclingverfahren zur Verfügung. Im nächsten Schritt erfolgt die Herstellung der Endprodukte high quality bzw. low quality Papier, auch hier stehen verschiedene Verfahren zur Verfügung.

Diese Möglichkeit durch den Einsatz komplett unterschiedlicher Produktionsverfahren, wie etwa der Einsatz von Recyclingprozessen in der Aluminiumindustrie anstatt von Primäraluminiumprozessen oder von Elektrolichtbogenverfahren statt der üblichen Hochofen-Oxystahlprozesse, stellt eine zusätzliche und industriespezifische Dimension der Emissionsreduktionspfade dar. Weitere Möglichkeiten sind wie in anderen Sektoren der vermehrte Einsatz von Erneuerbaren Energien oder Effizienzsteigerungen in den Energiebereitstellungsprozessen (Wärme, Dampf, Kälte).

Neben den Produktionsverfahren spielt die Energiebereitstellung innerhalb des Industriesektors eine wichtige Rolle. Für die Wärmebereitstellung werden in Abhängigkeit vom benötigten Temperaturniveau unterschiedliche Technologien angeboten (z. B. KWK-Anlagen, Öfen, Boiler, Wärmepumpen, solare Technologien) (Abbildung 8-2). In Abhängigkeit vom Temperaturniveau existieren unterschiedliche Einsatzpotenziale für diese Technologien und somit auch unterschiedliche Möglichkeiten zur Emissionsreduktion. Weiterhin stehen unterschiedliche Technologien zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser sowie für Kälte (Kompressionskälteanlagen, Absorptionskälteanlagen, solare Kühlung) zur Verfügung.

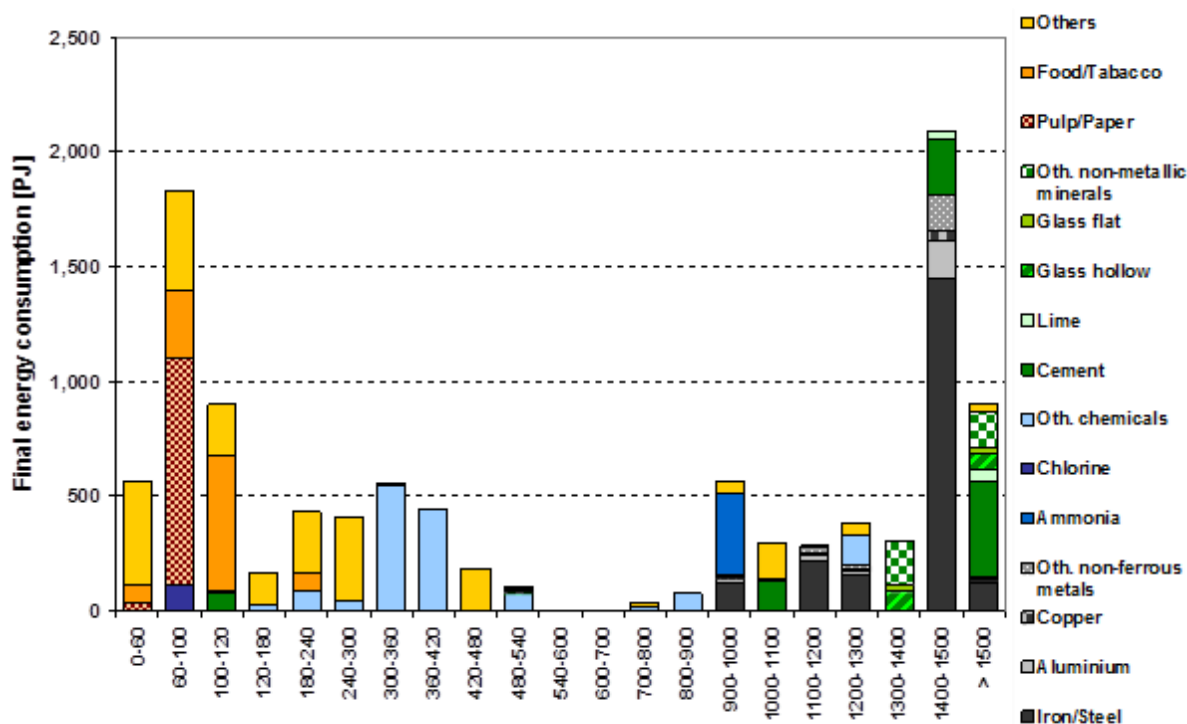


Abbildung 8-2: Endenergieverbrauch der Industrie zur Wärmebereitstellung nach Temperaturniveaus in der EU-27 in 2005

Die länderspezifische Struktur der Industrie mit unterschiedlichen Schwerpunkten in einzelnen Branchen bestimmt ebenfalls die Temperaturverteilung des Wärmebedarfs sowie die Einsatzmöglichkeiten und damit auch Emissionsreduktionspotenziale in den einzelnen Ländern. Durch die hohe Bedeutung der Zementindustrie in Italien und Spanien dominiert beispielsweise in diesen Länder die Wärmenachfrage auf einem hohen Temperaturniveau. In Finnland und Schweden dagegen spielt die Papierindustrie eine wichtige Rolle, in der der Temperaturbedarf auf vergleichsweise geringem Niveau anfällt und unter anderen durch KWK-Anlagen bereitgestellt werden kann.

Die sonstigen Industriezweige sind durch eine einheitliche Struktur abgebildet. Dieser Bereich besteht aus den Branchen sonstige Nichteisenmetalle, sonstige Chemie, sonstige nicht-metallische Mineralien, Lebensmittel sowie den übrigen Industrien. Im Modell sind diese Branchen durch die Nachfrage nach den fünf Energiedienstleistungen Dampf, Prozesswärme, Maschinenantrieb, elektrochemische Anwendungen, Sonstige repräsentiert.

Innerhalb dieser Gruppe der nicht energieintensiven Branchen sind die Lebensmittelindustrie sowie die übrigen Industrie detaillierter abgebildet. Zu den genannten Energiedienstleistungen kommt die Nachfrage nach Raumwärme, Warmwasser und Kälte. Weiterhin werden die Anwendungen Beleuchtung sowie innerhalb der mechanischen Anwendungen Pumpen, Ventilatoren, Druckluft sowie sonstige mechanische Anwendungen unterschieden und einzeln nachgefragt.

Bei der **Strom- und Wärmeerzeugung** in Kraftwerken, KWK-Anlagen und Heizwerken wird zwischen öffentlicher Erzeugung und industrieller Eigenproduktion unterschieden. So sind im Bereich öffentliche, fossile Kraftwerke unter anderem Kondensationskraftwerke, IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) ohne und IGCC mit CO₂-Sequestrierung für Stein- und Braunkohle abgebildet. Weiterhin sind die Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien detailliert repräsentiert. Auszugsweise seien Wind onshore, Wind offshore, Lauf- und Speicherwasser, Geothermie, Biomasse-KWK, Wellenkraftanlagen und Brennstoffzellen an dieser Stelle genannt. Die abgebildete zentrale Wärmeerzeugung setzt sich aus einer Vielzahl unterschiedlicher Erzeugungstechnologien auf Basis fossiler und erneuerbarer Energieträger zusammen. Hierbei handelt es sich um alle in Deutschland bestehenden Anlagen und um mögliche zukünftige Anlagen (z. B. Erdgas-GuD-Anlagen oder Biomasse-Heizwerke). Innerhalb der Erzeugungstechnologien wird nach Leistungsklassen unterschieden.

Das Modell umfasst drei verschiedene Elektrizitätsniveaus (Höchstspannung, Mittelspannung, Niederspannung) und zwei unabhängige Wärmeverteilungssysteme (Fernwärme, Nahwärme). Die Nahwärme- und Fernwärmeverteilung ist entsprechend der unterschiedlichen funktionellen Teilaufgaben (Antransport, Hauptverteilung, Mittel- und Feinverteilung) als aufeinander folgende parallele Ketten von Prozessen abgebildet. Aufgrund der Parallelität können unterschiedliche alternative Verteilungsklassen abgebildet werden. Diese unterscheiden sich in ihren Kosten und zugehörigen Versorgungspotenzialen. Dadurch wird grob z. B. zwischen unterschiedlichen Erschließungskosten für Blockbebauung und Neubaugebiet oder Versorgungsstrukturen in Städten innerhalb von Kernregionen oder in ländlichen Regionen differenziert. Innerhalb des Modells sind die existierenden Netze als Bestände abgebildet, die bei entsprechender Nachfrage im Modell erweitert werden.

TIMES PanEU enthält eine Vielzahl unterschiedlicher CCS-Technologien, wie zum Beispiel die drei Kraftwerkskonzepte Precombustion, Postcombustion und Oxyfuel für verschiedene Energieträger als auch CCS-Technologien für industrielle Anwendungen in der Zement- und Ammoniakindustrie sowie im Umwandlungssektor zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe und Wasserstoff aus fossilen Energieträgern. Die jeweiligen Infrastrukturoptionen für den CO₂-Transport und die Speicherung ist in Form von detaillierten Kosten-Potenzial-Kurven für die europäischen Länder hinterlegt. Diesen liegt eine Analyse möglicher zukünftiger CCS-Kraftwerksstandorte und CO₂-Speichern mittels eines Geoinformationssystems zugrunde (Abbildung 8-3).

Im **Rohstoffbereitstellungssektor** werden alle Primärenergieressourcen (Rohöl, Erdgas, Steinkohle, Braunkohle) durch Angebotskurven mit mehreren Kostenstufen modelliert. Dabei werden drei verschiedene Kategorien unterschieden: entdeckte Reserven (oder erschlossene Quellen), Reservenwachstum (oder Sekundär- und Tertiärförderung) und Neuentdeckungen. Zusätzlich werden sieben verschiedene Bioenergieträger unterschieden: Alt- und Restholz, Biogas, Haushaltsmüll, Industriemüll, sowie zuckerhaltige, stärkehaltige und lignocellulose-

haltige Energiepflanzen, die wiederum in unterschiedlich Kostenkategorien in Abhängigkeit des Sammel- und des Transportaufwandes unterschieden sind.

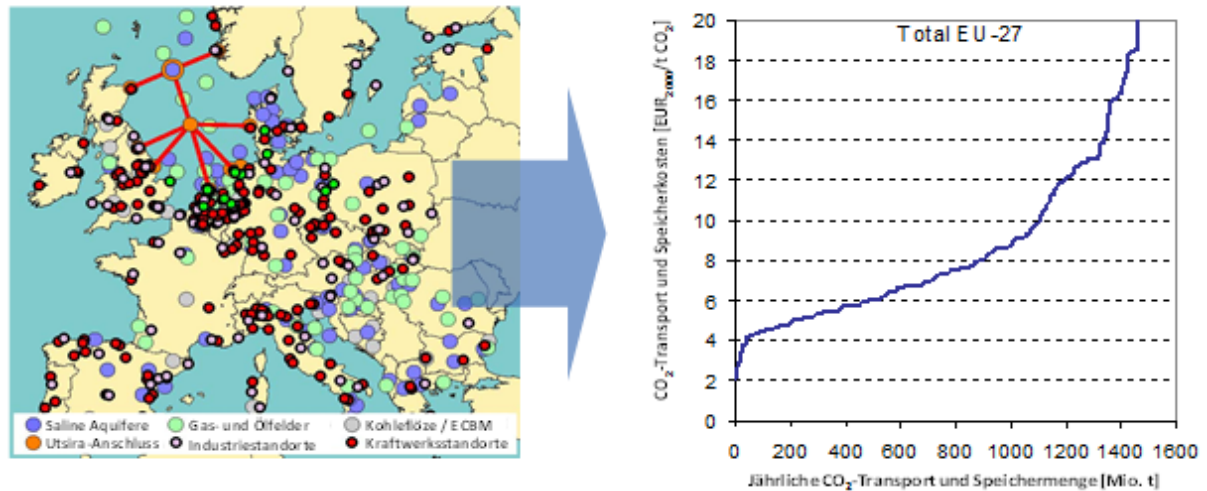


Abbildung 8-3: Schematische Darstellung der Herleitung der Kosten-Potenzial-Kurven für CO₂-Transport und Speicherung in TIMES PanEU

Durch seine regionale Auflösung erlaubt TIMES PanEU die Berücksichtigung länderspezifischer Besonderheiten, wie z. B. unterschiedliche Kraftwerksstrukturen des Bestandes, regional verschiedene Ausbaupotenziale für Erneuerbare Energien sowie Potenziale zur Speicherung von CO₂. Im Fall der Speicheroptionen für CO₂ wird einerseits zwischen Gasfeldern, Salinen Aquiferen, Kohleflözen, Kohlebergwerken, Salzbergwerken und Ölfeldern und andererseits zwischen offshore und onshore Optionen unterschieden. Wie erwähnt, ist im Modell ein interregionaler Stromhandel implementiert, so dass Elektrizitätsexporte und -importe unter Berücksichtigung bestehender Kuppelleitungskapazitäten entsprechend ETSO endogen im Modell berechnet werden.

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

8.2 Modellbeschreibung NEWAGE

Das *NEWAGE*-Modell (*National European Worldwide Applied General Equilibrium*) ist ein rekursiv-dynamisches Allgemeines Gleichgewichtsmodell mit besonderem Fokus auf den Energiesektor, insbesondere der Elektrizitätserzeugung. Es dient der gesamtwirtschaftlichen Analyse von Energie- und Klimapolitikstrategien im Hinblick auf ihre volkswirtschaftlichen Kosten. Aufgrund des totalanalytischen Rahmens des Allgemeinen Gleichgewichtsansatzes kann die Interaktion von Akteuren auf Märkten der Volkswirtschaft in einem geschlossenen Einkommenskreislauf beschrieben werden (s. Abbildung 8-4). Dadurch können sowohl direkte Effekte in einzelnen Sektoren (z. B. Energiewirtschaft) als auch indirekte (Rückkopplungs)-Effekte in der gesamten Volkswirtschaft erfasst werden, die durch preisinduzierte Angebots- und Nachfrageverschiebungen hervorgerufen werden.

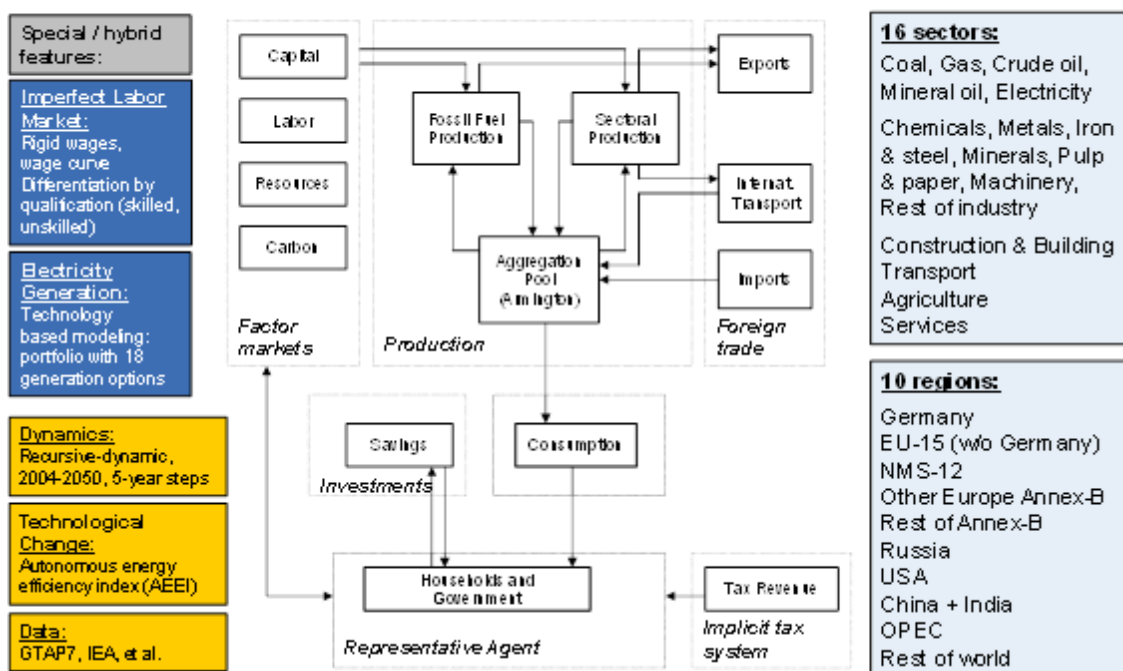


Abbildung 8-4: Aufbau und Struktur von NEWAGE

Das theoretische Grundgerüst von NEWAGE ist die neoklassische Theorie, insbesondere die Allgemeine Gleichgewichtstheorie. Die Grundannahme ist vollkommene Konkurrenz auf allen Güter- und Faktormärkten, d. h. die Gleichgewichtsbedingungen werden nach Arrow-Debreu (1954) definiert. Die Wirtschaftssubjekte verhalten sich nutzen- und gewinnmaximierend unter den Nebenbedingungen der Markträumung sowie gegebener Budget- und Technologierestriktionen. Ein Gleichgewicht impliziert die Maximierung der gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrt. Mathiesen (1985) hat gezeigt, dass ein Arrow-Debreu Gleichgewicht als ein System gemischt-komplementärer Gleichungen (MCP) formuliert werden kann. Das Gleichungssystem wird dabei nach dem Preis, den Produktionsmengen und dem Einkommen gelöst. Für die Darstellung der Haushalte wird auf den Ansatz des repräsentativen Agenten zurückgegriffen, der in der Ausgangslage mit einer bestimmten Menge an Primärinputfaktoren

Arbeit und Kapital ausgestattet ist. Die Nachfrage des repräsentativen Verbrauchers setzt sich aus der Nachfrage der Haushalte, der Staatsnachfrage sowie der Investitionsnachfrage zusammen. Das verfügbare Einkommen des repräsentativen Agenten wird zur Deckung der Nachfrage nach Gütern und Dienstleistungen eingesetzt, wodurch er seinen Nutzen maximiert. Der Außenhandel wird im Modell anhand bilateraler Handelsströme dargestellt. Das bedeutet, dass für jedes Gut eine Import- bzw. Exportmatrix existiert, aus der abgelesen werden kann, aus welchem Herkunftsland in welches Bestimmungsland Güter exportiert werden und wie sich diese Güterströme im Zeitverlauf verändern. Von der Annahme der vollkommenen Konkurrenz kann in speziellen Märkten abgewichen werden, wie dies bei der Modellierung des Arbeitsmarktes in *NEWAGE* geschieht. Um die realen Bedingungen im Zusammenhang mit bestehender Arbeitslosigkeit und vorhandenen Lohnstarrheiten besser abbilden zu können wird eine Art Ungleichgewicht in Form von Arbeitslosigkeit zugelassen und hierbei hinsichtlich der Qualifikation (skilled, unskilled) unterschieden.

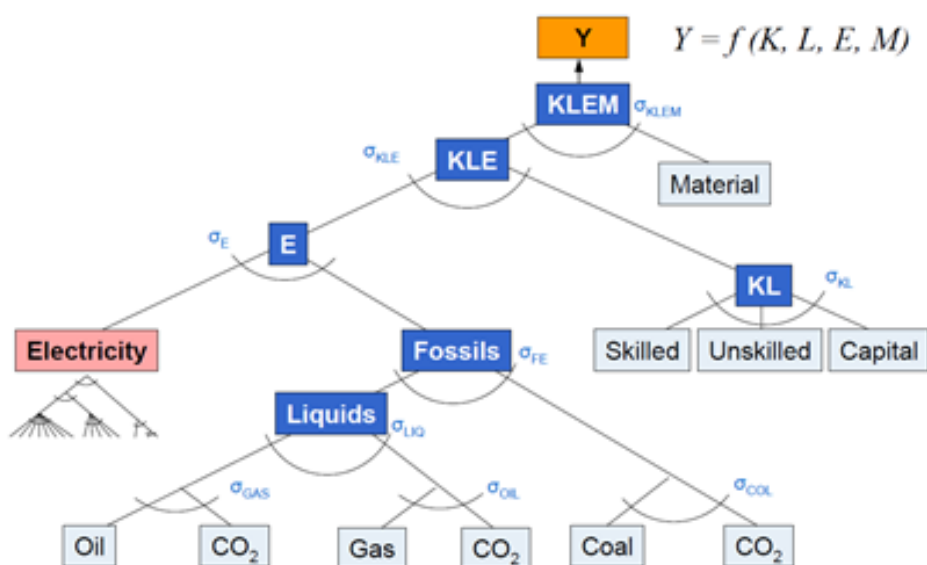
Als Datenbasis dient die weltweite Input-Output-Datenbank GTAP (Global Trade Analysis Project - Version 7, Basisjahr 2004), die um energiespezifische Daten ergänzt wird, um den Energiesektor technologiefundiert zu repräsentieren. Insgesamt umfasst GTAP 113 Regionen und 57 Sektoren. Die konkrete Modellauflösung kann je nach Analysezweck angepasst werden. Die aktuelle Modellversion fasst die globalen Input-Output-Beziehungen in 16 Sektoren und 10 Ländern bzw. Regionen zusammen. Darunter bildet Deutschland (DEU) mit den weiteren EU-15-Ländern (OEU) und den 12 neuen Mitgliedsstaaten (NEU) die EU-27 (Tabelle 8-2). Die 16 Produktionssektoren lassen sich in 5 Energiesektoren (Kohle, Gas, Rohöl, Mineralöl und Strom), 7 Industrien des Verarbeitenden Gewerbes und 4 Sektoren der restlichen Wirtschaft, darunter Landwirtschaft und Dienstleistungen, einteilen. Zum Verarbeitenden Gewerbe zählen die Konsumgüterindustrie (Maschinenbau, restliches Verarbeitendes Gewerbe) sowie die energieintensive Industrie. Letztere beschreibt die Produktion von chemischen Erzeugnissen, Eisen & Stahl, Nichteisenmetalle (z. B. Aluminium, Kupfer), Nichtmetallische Mineralien (z. B. Glas, Keramik, Zement) sowie Papier, Pappe & Druck.

Das Gleichgewichtsmodell ist rekursiv-dynamisch aufgebaut und rechnet gegenwärtig bis zum Jahr 2030 in jeweils 5-Jahresschritten. Die Güterproduktion in den 16 Sektoren wird mit Produktionsfunktionen modelliert, die über konstante sektorspezifische Substitutionselastizitäten verfügen (Abbildung 8-5). In diesen CES-Produktionsfunktionen (Constant Elasticity of Substitution) werden aus den Inputfaktoren Kapital, Arbeit, Energie und Vorleistungsgütern Endprodukte hergestellt, wobei mit der Verbrennung fossiler Energieträger CO₂-Emissionen verbunden sind. Die beim internationalen Handel anfallenden Transportkosten werden in der CES-Funktion berücksichtigt.

Tabelle 8-2: Regionale und sektorale Modelleinteilung in NEWAGE

Sektorale Einteilung				Produktionsfaktoren			
Nr.	Abk.	Bezeichnung	Gruppierung		Nr.	Abk.	Bezeichnung
1	COL	Kohle	Energieproduktion		1	SKL	Qualifizierte Arbeit
2	CRU	Rohöl					
3	GAS	Erdgas					
4	OIL	Mineralöl					
5	ELE	Strom					
6	CHM	Chemische Erzeugnisse	Energieintensive Industrie	Verarbeitendes Gewerbe	2	USK	Geringqualifizierte Arbeit
7	IRS	Eisen und Stahl					
8	NFM	Nichteisenmetalle					
9	NMM	Nichtmetallische Mineralien					
10	PPP	Papier und Druck	Konsumgüter		3	CAP	Kapital
11	MAC	Maschinenbau		4	RES	Rohstoffe	
12	ROI	Restl. Verarbeitendes Gew.	Restliche Wirtschaft		5	PcarbEU_ET	CO2-Zertifikate (EU-ETS)
13	BUI	Bauwesen					
14	TRN	Transport					
15	AGR	Landwirtschaft					
16	SER	Dienstleistungen					

Regionale Einteilung			
Nr.	Abk.	Bezeichnung	
1	DEU	Deutschland	EU
2	OEU	Alte EU-15 (ohne DEU)	
3	NEU	Neue EU-Mitgliedsstaaten (NMS-12)	
4	EAB	Europäische Annex-B-Staaten	
5	RAB	Restliche Annex-B-Staaten	
6	USA	USA	
7	OPE	OPEC-Staaten	
8	RUS	Russland	
9	CHI	China und Indien	
10	ROW	Rest der Welt	

**Abbildung 8-5:** CES-Schachtelung in NEWAGE

Eine Besonderheit, die *NEWAGE* von anderen Allgemeinen Gleichgewichtsmodellen unterscheidet, liegt in der detaillierten Darstellung des Elektrizitätssektors. In *NEWAGE* wird die Produktion von Elektrizität sehr differenziert mit 18 unterschiedlichen Erzeugungstechnologien in drei Lastsegmenten dargestellt (s. Abbildung 8-6). Jede Elektrizitätserzeugungstechnologie ist mittels einer CES-Produktionsfunktion mit Kapital, Arbeit, Energie und Vorleistungen modelliert. Wirkungsgradsteigerungen und Effizienzverbesserungen werden mit

einem autonomen Energieeffizienzindex (AEEL) modelliert, der sektorspezifischen technologischen Fortschritt berücksichtigen kann.

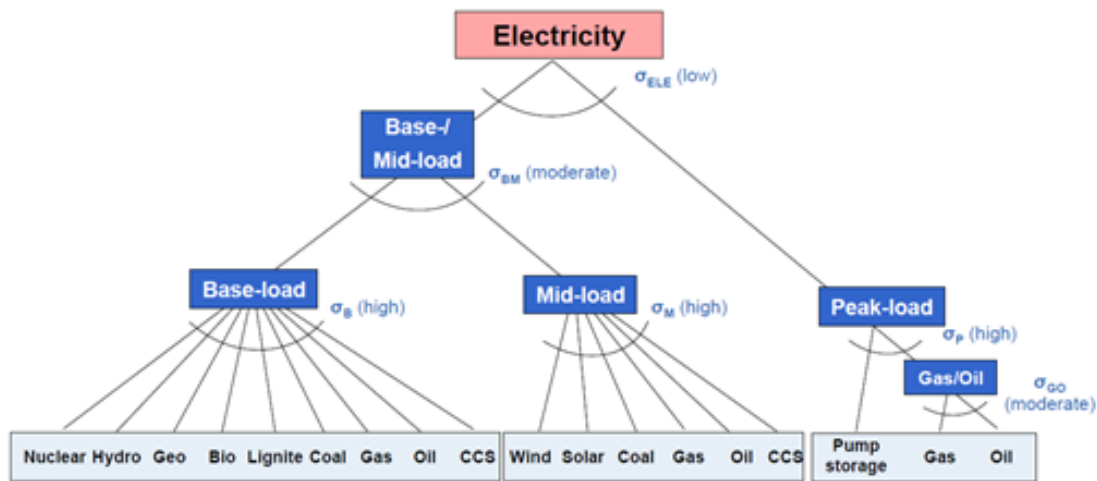


Abbildung 8-6: CES-Schachtelung der Stromerzeugungstechnologien in NEWAGE

Auf dieser Basis können letztendlich detaillierte Analysen zu den volkswirtschaftlichen Wirkungen von Energie- und Klimapolitikmaßnahmen, wie z. B. der Förderung erneuerbarer Energien, des europäischen CO₂-Emissionsrechtehandels oder des Ausstiegs aus der Kernenergie durchgeführt werden. Mit den Modellergebnissen lassen sich quantitative Aussagen über die politikinduzierte Veränderung makroökonomischer Kennzahlen, wie Bruttoinlandsprodukt, gesamtwirtschaftliche Beschäftigung, Investitionsvolumina oder die Gewichtung und Struktur von Konsumausgaben treffen.