

5.2 Vergleichende Diskussion der Ergebnisse der Zielszenarien

(1327) Im Folgenden werden die Ergebnisse der Szenarienstudie unter den Aspekten des Endenergieverbrauchs, des Primärenergieverbrauchs, der Ausbaupfade der einzelnen Technologien sowie der Kosten der verschiedenen Szenarien vergleichend dargestellt.

(1328) Im Vordergrund der Betrachtung stehen die Hauptszenarien „Umwandlungseffizienz“ (UWE), „REG/REN-Offensive“ (RRO) und „Fossil-nuklearer Energiemix“ (FNE). Auf die Variantenrechnungen wird nur an den Stellen eingegangen werden, an denen diese einen auffallend abweichenden Verlauf aufweisen. Besonders im Abschnitt „Ausbaupfade der verschiedenen Energieträger“ wird auf die Logik der Szenarien und die Wahrscheinlichkeit der dargelegten Entwicklung eingegangen. Im Abschnitt 5.2.3 werden die unterschiedlichen und teilweise von den Vorgaben der Kommission abweichenden Berechnungsverfahren dargestellt.

5.2.1 Endenergieverbrauch

(1329) In allen Zielszenarien und Varianten wird weniger Energie verbraucht als im Referenzszenario – wenn auch in unterschiedlicher Ausprägung. Die Bandbreite der gegen den Referenzwert von 1998 realisierten Reduktionspotenziale reicht in den Hauptszenarien von 26,5 % bis 45,4 % (vgl. Tabelle 5-7).

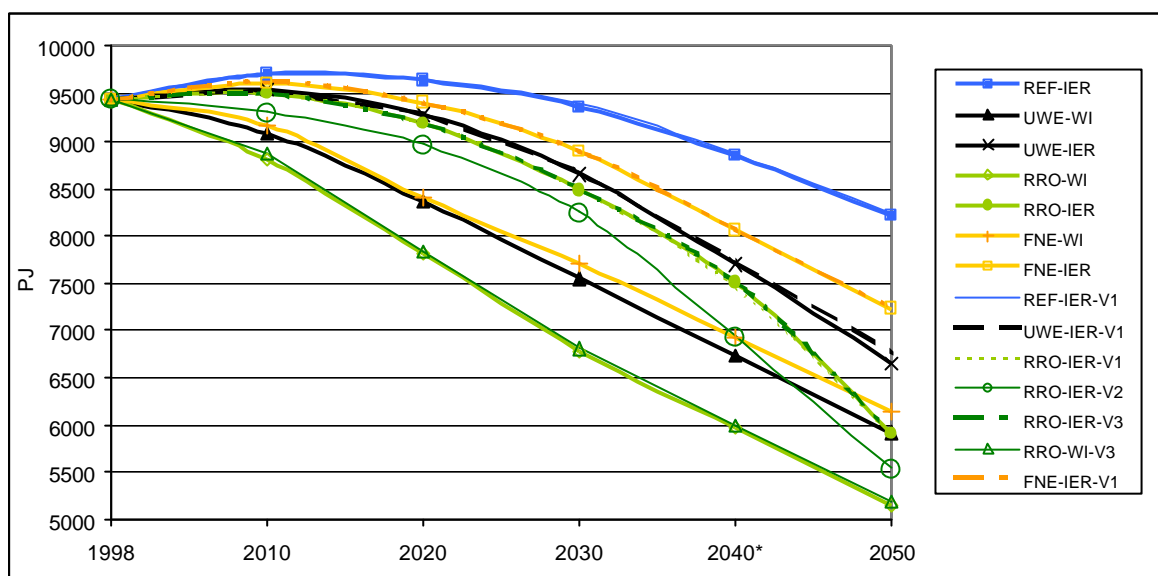
Tabelle 5-7: Endenergieverbrauch in den Szenarien in 2050 in PJ absolut, per capita und per BIP im Vergleich zu 1998.

1998: 9444 PJ = 100 %		UWE 2050		RRO 2050		FNE 2050	
		WI	IER	WI	IER	WI	IER
Endenergieverbrauch	[PJ]	5918	6656	5156	5910	6140	7229
	[% 1998]	62,7	70,5	54,6	62,6	65,0	76,5
per capita	[GJ/cap]	87,3	98,2	76,1	87,2	90,6	106,6
	[% 1998]	75,8	85,2	66	75,7	78,6	92,6
per BIP	[TJ/Mrd. DM]	781,3	878,7	680,8	780,3	810,6	954,5
	[% 1998]	30,4	34,1	26,5	30,3	31,5	37,1

(1330) Für alle Szenarien zeigen die Modellergebnisse des WI in den Nachfragesektoren höhere Effizienzgewinne als das IER-Modell. Besonders auffällig ist aber der Unterschied im zeitlichen Verlauf. Während in den Modellen des WI ein stetiger, fast linearer Rückgang des Endenergieverbrauchs über den gesamten Zeitraum erfolgt – also die Erschließung der Potenziale unmittelbar beginnt und im Weiteren gleichmäßig fortgesetzt wird –, zeigen die Modelle des IER nach einem Anstieg bis etwa 2010 eine sich permanent beschleunigende Erschließung der Potenziale zur Effizienzsteigerung (Abbildung 5-1). Der unterschiedliche zeitliche Ablauf in

den Rechnungen des WI und des IER führt dazu, dass in der Spitze eine Differenz im Energieverbrauch von etwa 1.700 PJ im Jahr 2030 der beiden Berechnungen für das RRO-Szenario vorhanden ist. Die insgesamt größte Spreizung liegt zwischen dem FNE-Szenario des IER und dem RRO-Szenario des WI; hier beträgt die Differenz im Jahr 2030 etwa 2.100 PJ. Zum Ende hin konvergieren die Szenarien wieder. Bedeutsamer als die maximalen Differenzen ist jedoch der kumulierte Gesamtenergieverbrauch innerhalb des Betrachtungszeitraums, der natürlich durch stetigen Abbau des jährlichen Verbrauchs stark reduziert wird.

Abbildung 5-1: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in den Szenarien in PJ



(1331) Die Effizienzgewinne sind bei beiden Instituten im Szenario „REG-/REN-Offensive“ (RRO) am stärksten ausgeprägt. Hier macht sich bemerkbar, dass aufgrund der strukturellen Annahmen in diesem Szenario sowohl ein erhöhter Anreiz als auch eine erhöhte Notwendigkeit für Effizienzsteigerungen geschaffen werden (z.B. bleibt Stromerzeugung in Kohlekraftwerken mit CO₂-Abscheidung oder in Kernkraftwerken außen vor) und deshalb, z.B. durch verstärkte Forschung und Entwicklung, besondere Anstrengungen zur Ausschöpfung der Effizienzpotenziale unternommen werden. Während das RRO-Szenario des WI einen Rückgang des Endenergieverbrauchs um ca. 45 % liefert, sind es beim IER-Modell etwa 37 %. Trotz einer gegenüber dem Ansatz der RRO-Szenarien durchgehend als geringer angenommenen Effizienzsteigerung im Szenario „Umwandlungseffizienz“ (UWE), liefert das WI-Modell einen etwa dem RRO-Szenario des IER vergleichbaren Rückgang des Endenergieverbrauchs.

(1332) Wegen der strukturellen Annahmen (z.B. niedrige Stromgestehungskosten bei Kernenergie) wird im Szenario „Fossil-Nuklearer Energiemix“ (FNE) die geringste Effizienzsteigerung erreicht.

Abbildung 5-2: Absoluter Endenergieverbrauch in den Szenarien im Jahr 2050 in PJ

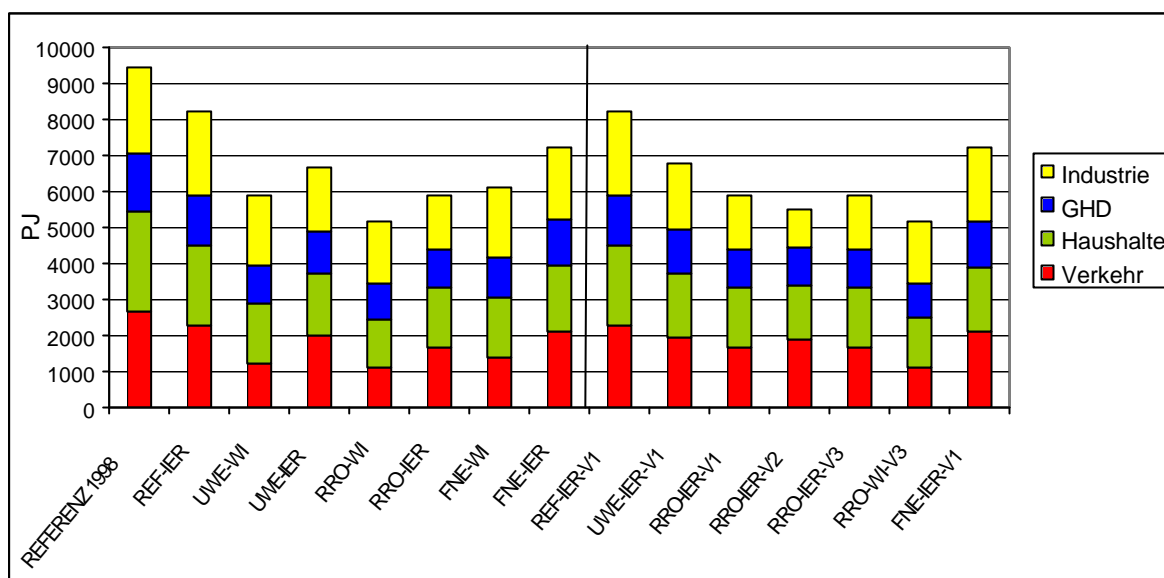
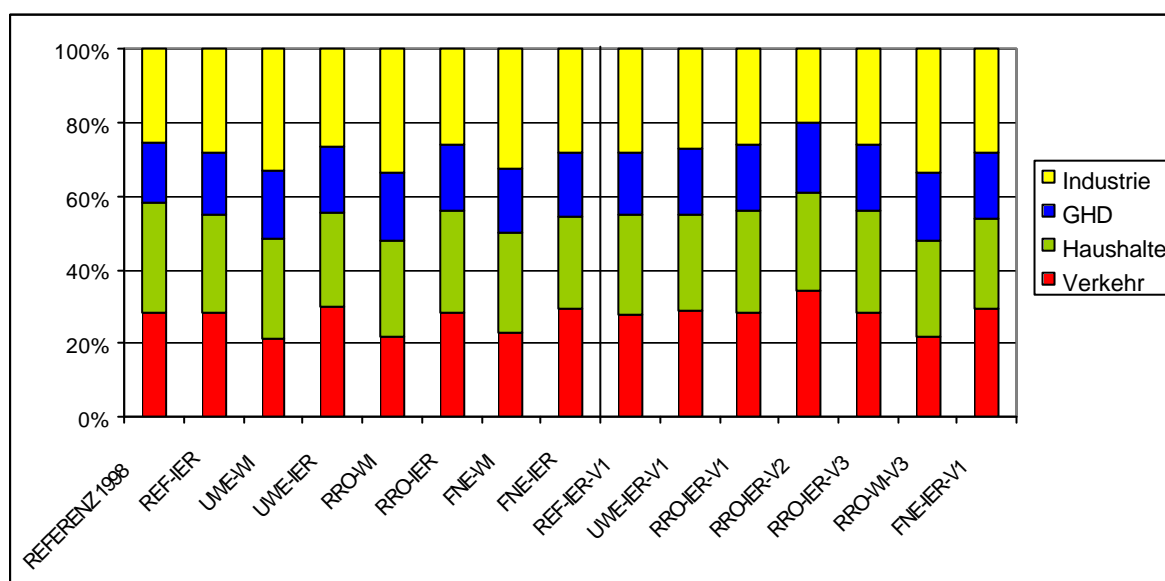


Abbildung 5-3: Endenergieverbrauch nach Sektoren in den Szenarien, im Jahr 2050 in %



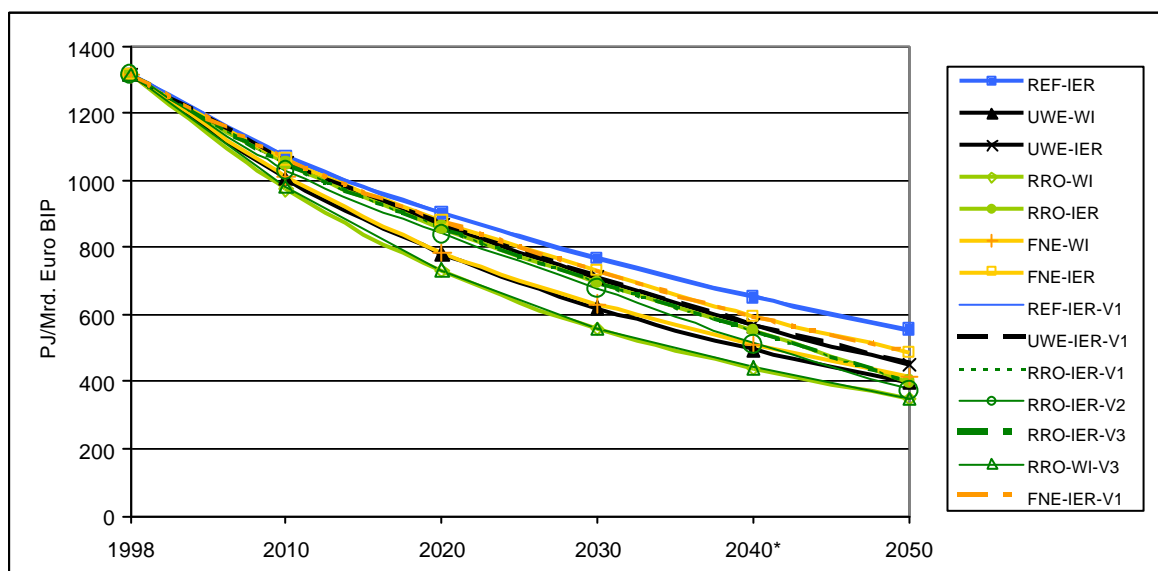
(1333) Die Szenarien stimmen darin überein, dass der Anteil der Haushalte am Endenergieverbrauch tendenziell sinken wird und die Anteile von Industrie und Kleinverbrauch tendenziell steigen werden. Deutliche Unterschiede in der Ausprägung dieses Trends treten zwischen den Instituten im industriellen Sektor auf. Hier liefern die Modelle des WI – in Relation zu der Referenz von 1998 – durchgehend einen starken Anstieg des Anteils am Endenergieverbrauch (Zuwachs: 7 % - 8,2 %), während die Modellrechnungen des IER einen Anstieg von 0,5 % - 2,6 % ergeben und damit tendenziell unter dem Wert des Referenzszenarios (plus 2,6 % gegenüber 1998) bleiben.

(1334) Eine – auch in der Tendenz – deutlich unterschiedliche Beurteilung findet im Verkehrssektor statt. Hier zeigen die Rechnungen des WI, bezogen auf die Referenz von 1998, einen starken Rückgang des Anteils am Endenergieverbrauch. Die Modelle des IER liefern dagegen ein uneinheitliches Bild, das von Steigerungen um 1,2 % bis zu Reduktionen um 0,3 % reicht und somit unter der im Referenzszenario aufgezeigten Verminderung des Anteils bleibt (0,5 %).

(1335) Die Unterschiede im quantitativen Verlauf des Endenergieverbrauchs spiegeln die unterschiedlichen Einschätzungen der wirtschaftlichen Einsparpotenziale in den verschiedenen Sektoren wider. Ein grundsätzlicher Unterschied ist darin zu sehen, dass WI – mit Ausnahme des Industriebereichs – die rentablen Einsparpotenziale höher einschätzt als IER und diese auch entsprechend früher ausschöpft.

(1336) Im Verkehrsbereich kommen unterschiedliche Annahmen über die Veränderung der Auslastung im Güterverkehr hinzu. Hier geht IER von gegenüber der Referenz unveränderten Bedingungen aus; bei WI erhöht sich die Auslastung gegenüber der Referenz um 15 % mit entsprechenden Folgen für den spezifischen Treibstoffverbrauch.

Abbildung 5-4: Endenergieverbrauch pro Einheit Bruttoinlandsprodukt in den Szenarien in PJ/Mrd. Euro



5.2.1.1 Private Haushalte

(1337) Der Endenergieverbrauch der privaten Haushalte geht zwischen 1998 und 2050 um 34,7 % - 40,5 % (IER) bzw. 40,6 % - 51,3 % (WI) zurück.

(1338) Auch hier bringt der zeitliche Verlauf der Entwicklung die grundsätzlichen Unterschiede zwischen den Modellen des WI und des IER zum Ausdruck. Wie schon beim dem gesamten Endenergiebedarf deutlich wurde, werden die Einsparpotenziale in der Simulation des WI von Anfang an realisiert. In den Modellen des IER wird im Bereich der privaten Haushalte erst ab etwa 2020 mit einem Rückgang des Energieverbrauchs gerechnet. Während die erwarteten Reduktionen in allen Szenarien – auch im zeitlichen Verlauf – deutlich unter der Referenz bleiben, weichen die Zielwerte im Jahr 2050, besonders im RRO-Szenario, teils deutlich voneinander ab. Auch führen die Differenzen, im zeitlichen Verlauf der Entwicklung über den gesamten Zeitraum betrachtet, zu stark unterschiedlichen Resultaten für den Energieverbrauch.

Abbildung 5-5: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Haushaltssektor der verschiedenen Szenarien in PJ

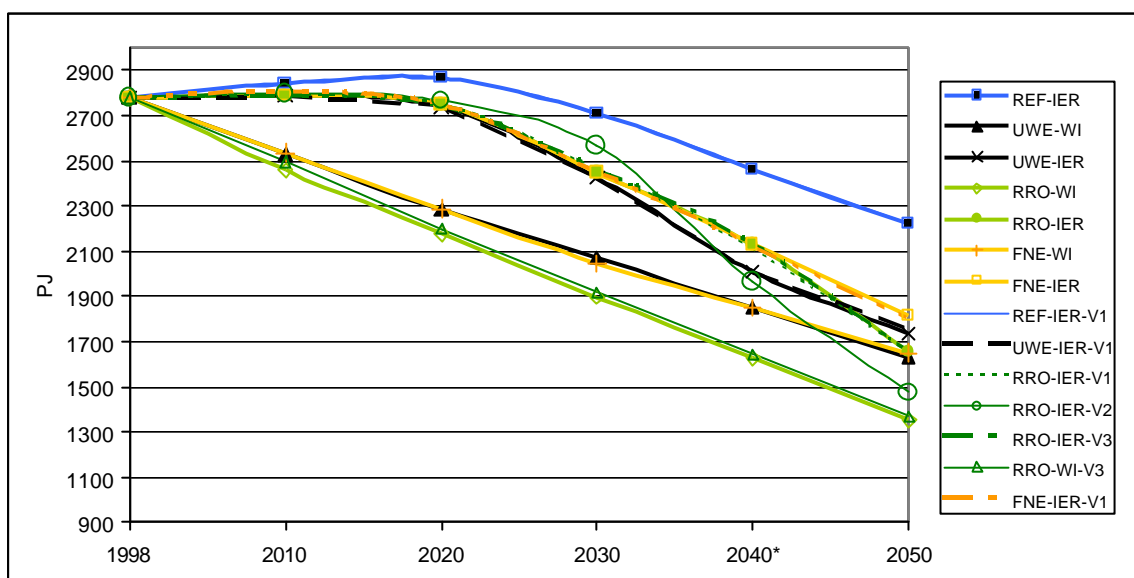
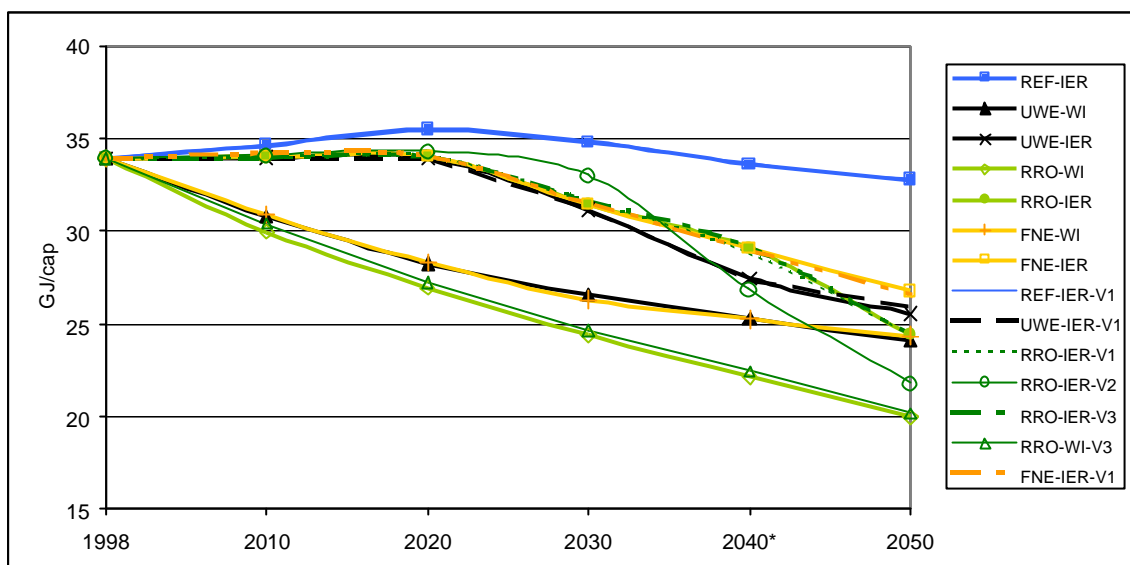


Abbildung 5-6: Entwicklung des Endenergieverbrauchs pro Kopf im Haushaltssektor der verschiedenen Szenarien in GJ/Kopf



- Wärme

(1339) Wesentlichen Anteil an den Energieeinsparungen gegenüber der Referenzentwicklung haben energetisch verbesserte Gebäude. In den Zielszenarien werden die Potenziale in diesem Bereich insbesondere durch gegenüber der Referenz angehobene Sanierungsraten im Altbaubereich ausgenützt. Im Referenzszenario beträgt die Gesamtanierungsrate bei den Wohngebäuden 2,5 %/a. Bei 20 % dieser Gebäude, d.h. 0,5 % des Gebäudebestandes pro Jahr, werden innerhalb des Sanierungszyklus auch wärmetechnische Sanierungen durchgeführt.

(1340) IER rechnet in den Szenarien bis 2010 mit einer Verdoppelung der energetischen Sanierungen gegenüber dem Referenzszenario und einer weiter steigenden Sanierungsintensität im Folgezeitraum bis 2050 auf das bis zu Fünffache. Das WI rechnet schon im Zeitraum bis 2010 mit einer höheren Sanierungsrate. Gegenüber der Referenzentwicklung entsprechen die Sanierungsintensitäten bei WI im FNE-Szenario mehr als einer Verdoppelung und bis zu mehr als dem dreifachen Wert im RRO-Szenario.

(1341) Unterschiedliche Annahmen treffen die Studiennehmer auch in Bezug auf die dynamische Entwicklung der Potenziale: WI nimmt im Gegensatz zu IER an, dass durch zunehmende Praxiserfahrung die Maßnahmen zur Gebäudedämmung einer Kostendegression unterliegen. Neben den umfangreichen Sanierungsmaßnahmen trägt auch die Errichtung immer verbrauchsärmerer neuer Gebäude bei beiden WI zu einer Reduzierung des Endenergiebe-

darfs für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser bei. Auch die rückläufige Bevölkerungsentwicklung spielt eine signifikante Rolle.

- Strom

(1342) Die Ausstattung der Haushalte mit Elektrogeräten entspricht den Annahmen für das Referenzszenario. Allerdings weisen die Zielszenarien eine deutlich stärkere Verbesserung der Geräteeffizienz auf als die Referenz. Primär werden dabei besonders wirtschaftliche Einsparoptionen erschlossen, wie z.B. die Reduzierung der Stand-by-Verbräuche oder die Verringerung der spezifischen Stromverbräuche von Beleuchtung und Gefriergeräten.

(1343) Diese Effizienzsteigerungen führen zusammen mit dem Bevölkerungsrückgang dazu, dass der Stromverbrauch für den Betrieb der Elektrogeräte trotz steigender Geräteausstattung der Haushalte zwischen 1998 und 2050 um 35,2 % - 43,3 % (IER) bzw. 41,3 % - 46,5 % (WI) zurückgeht.

(1344) Den Stromverbrauch für andere Anwendungszwecke in den privaten Haushalten geht in den RRO- und UWE-Szenarien des WI um 60 % - 61,4 % zurück und ist damit stärker ausgeprägt als im Referenzszenario. Ein Grund liegt im starken Rückgang der Nutzung elektrischer Energie zur Wärmebereitstellung (besonders bei Nachtspeicherheizungen, die im RRO-Szenario zügig abgebaut werden). Bei IER findet eine stärkere Substitution fossiler Brennstoffe durch Strom statt. Folgerichtig ist der Rückgang im Elektrizitätsverbrauch mit 22,4 % (UWE) bzw. 40,9 % (RRO) deutlich geringer als bei WI.

(1345) Ein abweichendes Bild liefert das FNE-Szenario, bei dem auch bei WI aber noch stärker bei IER eine massive Substitution fossiler Energieträger durch Strom stattfindet. Bei WI beispielsweise, werden die derzeit in rd. 6 % der Wohnfläche bestehenden Nachtspeicherheizungen dauerhaft weiterbetrieben. Als Folge dieser Substitution steigt der Stromverbrauch in den Haushalten um 9 % (WI) bzw. 43,8 % (IER).

- Regenerative Energien

(1346) Im Lauf der Zeit gewinnen die regenerativen Energien insbesondere für Wärmeanwendungen in den privaten Haushalten zunehmend an Bedeutung. Das gilt sowohl für Solarkollektoranlagen – zur Brauchwassererwärmung und längerfristig auch zur Bereitstellung von Raumwärme – als auch für Anlagen zur Biomassenutzung in Einzelheizungen (IER) oder auch in Nahwärmenetzen (WI), die längerfristig besonders im RRO-Szenario des WI zum Einsatz kommen. Daneben wird Umgebungswärme mit Hilfe von Wärmepumpen bei WI mit deutlich ansteigendem Anteil nach 2020 (je nach Szenario bis zu mehr als 20 % Marktanteil in 2050), genutzt.

(1347) Neben den regenerativen Energien wird Wasserstoff als neuer treibhausgasfreier Energieträger auch direkt in den Haushalten eingesetzt. Bei IER erfolgt in den privaten Haushalten die Nutzung in kleinen dezentralen KWK-Anlagen (Brennstoffzellen). Bei WI wird ein Teil des erzeugten Wasserstoffs an zentralen Punkten in das Erdgasnetz eingespeist, um in dieser Form auch für die Nutzung in privaten Haushalten zu Zwecken der Raumwärme- und Warmwassererzeugung verfügbar zu sein.

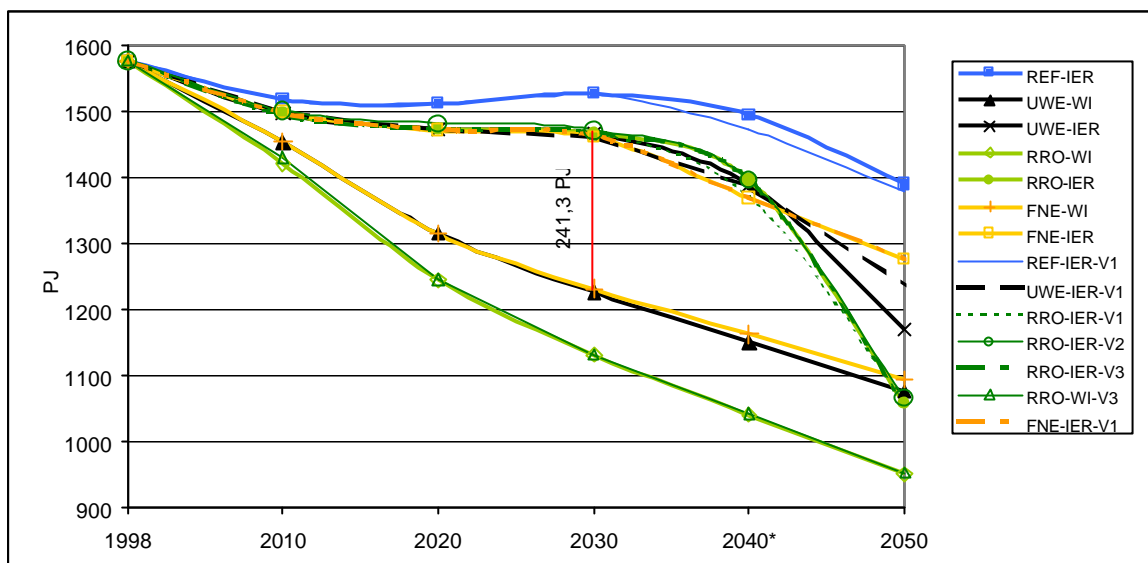
5.2.1.2 Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

(1348) Im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen verringert sich der Energieverbrauch zwischen 1998 und 2050 um 19,2 % - 32,9 % (IER) bzw. 30,7 % - 39,7 % (WI).

(1349) In diesem heterogenen Sektor treten die unterschiedlichen Grundannahmen über den zeitlichen Verlauf der Erschließung der Effizienzpotenziale noch deutlicher zu Tage als in den anderen Sektoren. Im Jahr 2000 entfielen 71 % des Endenergieverbrauchs im Sektor GHD auf Wärme (46 % Raumwärme, 10,2 % Warmwasser und 14,8 % Sonstige¹), also auf einen Bereich mit hohem Einsparpotenzial. Während die Modelle des WI auch hier eine sofort beginnende Erschließung mit eher linearem Verlauf voraussetzen, stagniert diese zwischen 2010 und 2030 bei IER nach einem anfänglich leicht rückläufigen Trend. Erst im weiteren Verlauf ergibt sich ein progressiver Rückgang des Energieverbrauchs; dieser fällt dann jedoch im Mittel der Szenarien deutlich größer aus als bei WI. Eine „Erschließungspause“ der Potenziale zwischen 2010 und 2030 scheint mehr als unwahrscheinlich. Aber besonders der für das letzte Jahrzehnt gezeichnete Verlauf - mit einem Rückgang um etwa 24 %, von 2040 bis 2050 - scheint nicht realistisch.

¹ VDEW, „Endenergieverbrauch in Deutschland 2000“; Dez. 2001.

Abbildung 5-7: Endenergieverbrauch im Sektor GHD in den Szenarien in PJ



(1350) Besonders deutlich werden die Unterschiede bei einem Vergleich des RRO-Szenarios bei IER und des UWE-Szenarios des WI (vgl. Abbildung 5-7). Die Werte für das Jahr 2050 sind beinahe identisch, beide Institute erwarten hier also gleiche Einsparpotenziale. Die im Vergleich zu WI deutlich hinausgezögerte Erschließung der Einsparpotenziale führt dazu, dass der für das Jahr 2030 errechnete Verbrauch bei IER um ca. 241 PJ höher ausfällt als bei WI. Dafür kommt es im letzten Jahrzehnt des modellierten Zeitraums bei IER zu einer wahren Effizienzexplosion, die dann zu Werten führt, die sogar noch leicht unter denen des WI liegen. Dies ist wenig intuitiv, nachdem schon die Stagnation des Endenergieverbrauchs zwischen 2010 und 2030 nur schwer vermittelbar ist:

(1351) Im FNE-Szenario geht die Erwartung der Institute über den Rückgang des Endenergieverbrauchs in diesem Sektor am weitesten auseinander, allerdings auch hier nur um 180 PJ. Der absolute Wert liegt bei WI in 2050 um etwa 483 PJ unter dem Referenzwert von 1998, bei IER sind es 301 PJ. Die beiden anderen Szenarien weisen demgegenüber einen Rückgang von 501 PJ (UWE) bzw. 626 PJ (RRO) bei WI und 407 PJ (UWE) bzw. 519 PJ (RRO) bei IER auf.

- Wärme

(1352) Wie weiter oben bereits erwähnt, trägt der Wärmebedarf wesentlich zum Endenergieverbrauch im GHD-Sektor bei. Raumwärme und Warmwasser machten im Jahr 2000 einen Anteil von ca. 56 % aus. Es ist also offensichtlich, dass innerhalb der Verbrauchsstruktur hier die Verringerung des Wärmebedarfs das bedeutendste Einsparpotenzial darstellt. Dement-

sprechend leisten in den Szenarien Einsparungen im Gebäudebereich gemäß den Entwicklungen bei den privaten Haushalten auch im GHD-Sektor den wichtigsten Beitrag zur Reduzierung des Endenergiebedarfs.

- Strom

(1353) Sowohl bei IER wie bei WI ist die Substitution von Brennstoffen durch Strom im GHD-Sektor ein Element der CO₂-Reduktionsstrategie. Während in den Modellen des IER die starke Ausprägung der Substitution fossiler Brennstoffe durch Strom durchgehend zu einer Steigerung des Stromverbrauchs gegenüber 1998 führt (um 18,8 % in UWE, 9 % in RRO, 38,4 % in FNE), kommt es bei WI nur im FNE-Szenario zu einem Anstieg des Strombedarfs (5,8 %). In den Szenarien UWE und RRO ist ein leichter Rückgang zu verzeichnen (1,8 % in UWE, 11 % in RRO).

(1354) Bei den Stromanwendungen geht WI im RRO-Szenario davon aus, dass bei Neuanschaffungen zu etwa 80 % jeweils marktbeste Geräte und Anlagenkonzepte gewählt werden. Nur noch rund 20 % der Neuanschaffungen sind mittelmäßiger Qualität. Sofern Anlagen aufgrund gestiegener Anforderungen oder Betriebsausweitungen vollständig neu installiert werden, werden die Möglichkeiten der integralen Planung und Optimierung genutzt. WI nimmt an, dass – unterstützt durch entsprechende politische Maßnahmen – nicht nur die technischen Potenziale im Rahmen einer engagierten Einsparstrategie langfristig ausgeschöpft werden können, sondern die Potenziale selbst durch einen sich selbst verstärkenden Effekt (Innovationsdynamik) im Zeitverlauf gegenüber dem heutigen Niveau ausgeweitet werden. Generell nimmt WI an, dass es auch bei nach 2020 langsamem Wirtschaftswachstum möglich sein wird, durch eine entsprechende Modernisierungsstrategie die weiterhin bestehenden Effizienzpotenziale zu erschließen.

(1355) Die hohe Stromerzeugung in grundlastfähigen Kernkraftwerken mit sehr günstigen Kostenannahmen führt im FNE-Szenario zu tendenziell niedrigen Strompreisen. Bei beiden Gutachten wird deutlich, dass diese Konstellation Stromeinsparoptionen und Techniken zur Substitution von Strom durch andere Energieträger ökonomisch weniger attraktiv werden lässt. Zudem gewinnen Stromanwendungen mit antizyklischer Zeitkomponente (z.B. Nachtspeicherheizungen) vermehrt an Bedeutung. Insgesamt führt dies zu einem verstärkten Einsatz von Wärmepumpen, elektrischen Öfen, Klimatisierungseinrichtungen, elektrischen Warmwasserbereitungsanlagen und Elektroheizungen – und zugleich zum jeweils höchsten Primärenergieeinsatz aller Szenarien (vgl. Kapitel 5.2.2). Aus den gleichen Gründen (Ausfüllen von Lasttälern) kommt es am Ende des Betrachtungszeitraums auch zu einer elektrolytischen Erzeugung von Wasserstoff.

- Regenerative Energien

(1356) Auch die regenerativen Energien finden ihre Hauptanwendungen im Wärmebereich. Verstärkt werden Wärmepumpen sowohl mit Elektroantrieb als auch mit Gasantrieb eingesetzt. Letztere spielen auch beim WI eine größere Rolle. Umgebungswärme wird verstärkt gewonnen, um fossile Brennstoffe einzusparen. Zusätzlich wird die Solarenergie auch für die Raumwärmeerzeugung genutzt; darüber hinaus werden Biomasseanlagen stark ausgebaut. In geringerem Umfang wird untefe Geothermie genutzt.

5.2.1.3 Industrie

(1357) Der Energieverbrauch in der Industrie sinkt bis 2050 im Vergleich zu 1998 um 15,5 % - 25,8 % (IER) bzw. 17,1 % - 27,7 % (WI) (vgl. Tabelle 5-8). Da die Industrieproduktion sich im selben Zeitraum mehr als verdoppelt, ist dies gleichbedeutend mit einer Verringerung des spezifischen Verbrauchs um 54,6 % - 71,8 % (IER) bzw. 62,4 % - 68 % (WI).

Tabelle 5-8: Veränderung des Verbrauchs an Endenergie und Strom im Sektor Industrie in den Szenarien

Szenario	Endenergie 2050 gg. 1998 [%]		Stromverbrauch 2050 gg. 1998 [%]	
	WI	IER	WI	IER
UWE	-18,1	-25,8	2,0	9,8
RRO	-27,7	-36,2	-7,6	-22,3
FNE	-17,1	-15,5	5,8	38,4

(1358) Bis auf das RRO-Szenario des WI und die Variante „Solare Vollversorgung“ des IER weisen alle Szenarien für den Bereich der Industrie zunächst einen Anstieg des Energieverbrauchs bis etwa 2010 auf (Abbildung 5-8). Meist ist dieser bei IER stärker ausgeprägt als bei WI. Da sich die Annahmen der Institute über die erschließbaren Effizienzpotenziale im Industriesektor nicht so stark unterscheiden wie in den anderen Sektoren, führt die progressive Fortentwicklung der IER-Modelle – im Gegensatz zu dem auch hier annähernd linearen Verlauf bei WI – in den Szenarien UWE und RRO zu insgesamt niedrigeren Zielwerten im Jahr 2050. Die größten Einsparpotenziale im absoluten und spezifischen Energieverbrauch werden in der Variante "Solare Vollversorgung" aktiviert (Abbildung 5-9). Das FNE-Szenario, das bei WI annähernd identisch zum UWE-Szenario verläuft, liefert bei den Rechnungen beider Institute für das Jahr 2050 eng beieinander liegende Werte.

Abbildung 5-8: Endenergieverbrauch im industriellen Sektor der Szenarien in PJ

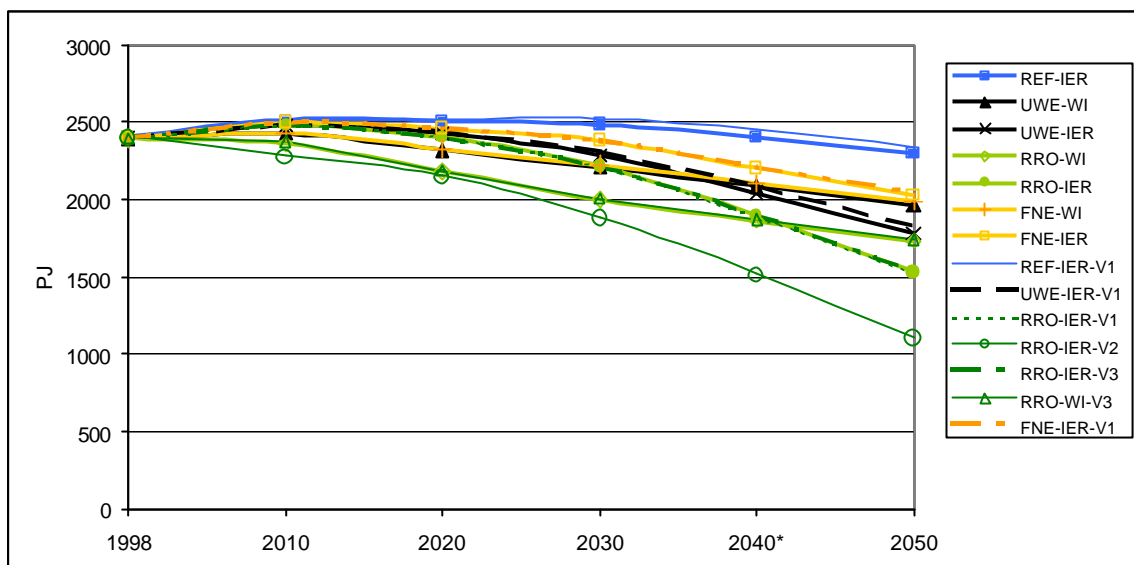
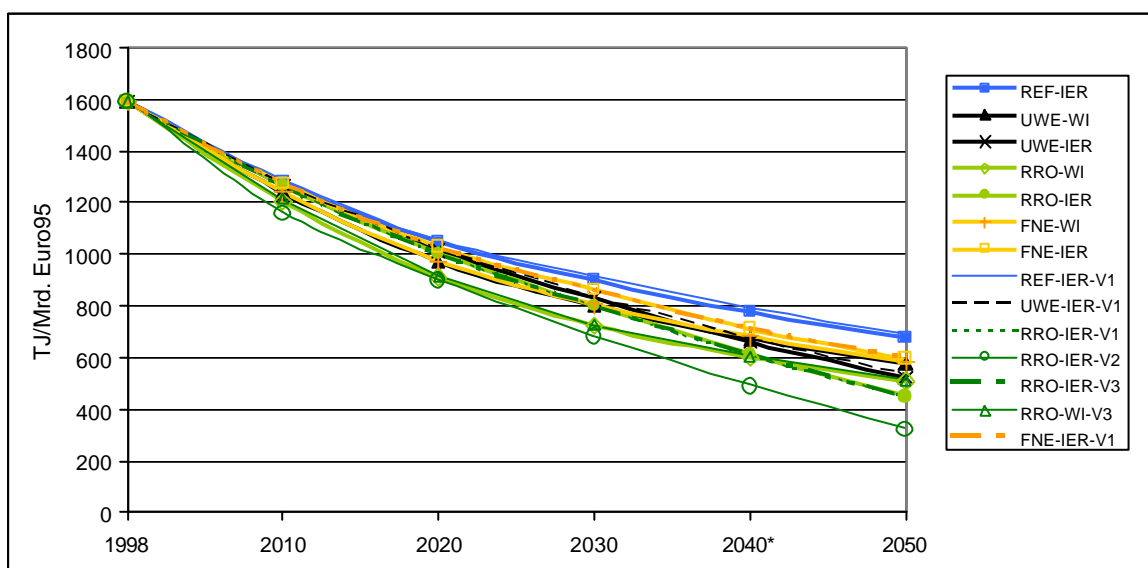


Abbildung 5-9: Spezifischer Endenergieverbrauch pro Einheit Bruttoinlandsprodukt im industriellen Sektor der Szenarien in TJ pro Mrd. Euro



- Strom und Wärme

(1359) Der Bereich der Wärmeanwendungen entwickelt sich im Wesentlichen, wie im Sektor GHD skizziert. Entsprechend den unterschiedlichen Szenariophilosophien fällt jedoch die Entwicklung des Stromverbrauchs in der Industrie in den Szenarien unterschiedlich aus.

(1360) Prinzipiell zeigt sich auch in der Industrie die Tendenz, Brennstoffe in direkten Anwendungen durch Strom zu substituieren. Dies gilt für die Ergebnisse beider Institute, wobei die Substitutionsstrategie beim IER wiederum stärker ausgeprägt ist. Besonders im FNE-Szenario kommen neben den Optionen, die schon im GHD-Sektor diskutiert wurden, mehr und mehr industrielle Stromanwendungen zum Einsatz, zum Beispiel ORC-Anlagen oder elektrische Schweißanwendungen. In der Grundstoffchemie und in der Metallurgie, beispielsweise in der Stahlherstellung, gewinnen Elektroprozesse gegenüber alternativen Produktionsverfahren an Bedeutung. So sinkt zwar der absolute und spezifische Energieverbrauch des Sektors, die Stromanwendungen steigen aber in den Szenarien UWE und FNE über das Ausgangsniveau (Tabelle 5-8). Im RRO-Szenario ist die Brennstoffsubstitution – insbesondere bei IER – weniger stark ausgeprägt.

- Energieeinsparung

(1361) In den Szenarien und von den Modellbildnern werden verschiedene Energieeinsparstrategien eingesetzt. Die am wenigsten ambitionierten Einsparungen finden sich bei beiden Instituten in den FNE-Szenarien. Hier werden im Wesentlichen die einzelwirtschaftlichen Effizienzpotenziale umgesetzt. Bei IER z.B. tragen die energieintensiven Branchen Verarbeitung von Steinen und Erden, Grundstoffchemie und das Papiergewerbe allein 56 % zur gesamten Verbrauchsminderung in der Industrie bei. Die größten Erfolge bei der Absenkung des spezifischen Energieverbrauchs weisen die NE-Metalle und Gießereien sowie die Steine-und-Erden-Industrie und das Papiergewerbe auf.

(1362) Im Szenario „Umwandlungseffizienz“ werden bei WI die in der Industrie auf der Energienachfrageseite vorhandenen Energieeinsparpotenziale ebenfalls weitestgehend im Rahmen der vorhandenen einzelwirtschaftlichen Potenziale ausgeschöpft. Dabei wird jedoch über die Minimalannahmen von FNE hinaus angenommen, dass bestehende Hemmnisse beseitigt werden und die für die einzelnen Industrieunternehmen ökonomisch attraktiven Einsparpotenziale weitgehend aktiviert werden können. Beiträge zur verstärkten Energieeinsparung in der Industrie könnten nach Meinung der Gutachter beispielsweise Informationskampagnen oder die Förderung der Energieeinsparberatung sowie das vermehrte Ausschöpfen innovativer Finanzierungsmechanismen (z.B. Contracting) leisten.

(1363) Bei IER spielt ähnlich wie im Bereich GHD auch in der Industrie die Substitution fossiler Brennstoffe durch Strom eine große Rolle, z.B. neben den oben angesprochenen veränderten Produktionsprozessen beim verstärkten Einsatz von strombetriebenen Wärmepumpen oder industriellen Ökowatts. Daneben wird die Nutzung der Solarenergie sowie der Biomasse intensiviert. Die größten absoluten Beiträge zur Energieeinsparung leisten wiederum die energieintensiven Branchen.

(1364) Da die Stromsubstitution im RRO als Strategie zu kostspielig ist, werden hier im Einklang mit der Szenariophilosophie noch weiter verstärkte Effizienzpotenziale genutzt. Wie auch im Sektor GHD geht WI bei der Industrie im RRO-Szenario davon aus, dass die bestehenden technischen Energieeinsparpotenziale im Rahmen einer engagierten Einsparstrategie durch einen sich selbst verstärkenden Effekt (Innovationsdynamik) im Zeitverlauf langfristig volkswirtschaftlich interessant werden und ausgeschöpft werden können. Damit werden die aus heutiger Sicht vorhandenen einzelwirtschaftlichen Energieeffizienzpotenziale bereits bis zum Jahr 2020 weitgehend genutzt. Danach stehen der Annahme der Gutachter zufolge neu geschaffene Möglichkeiten zur weiteren Einsparung zur Verfügung.

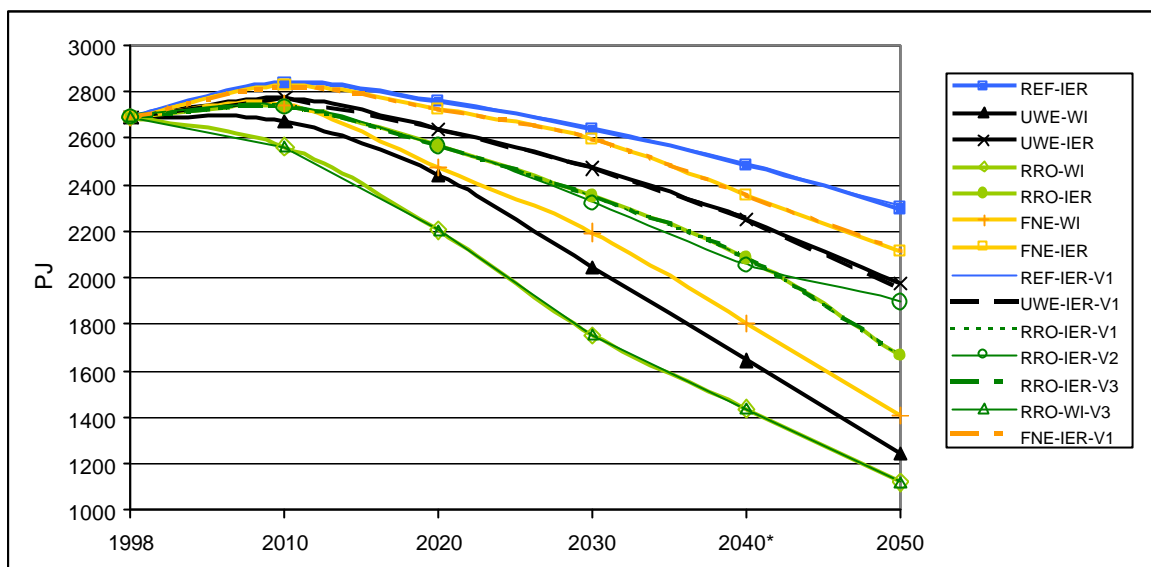
(1365) Bei IER wird die Einsparung aufgrund der etablierten einzelwirtschaftlichen Potenziale in den energieintensiven Branchen Verarbeitung von Steinen und Erden, Grundstoffchemie, Papiergewerbe, Metallerzeugung, NE-Metalle und Gießereien sowie Fahrzeugbau erzielt. Diese Branchen tragen mit zwei Dritteln zur gesamten Verbrauchsminderung in der Industrie bei. Die größten Erfolge bei der Absenkung des spezifischen Energieverbrauchs weisen die NE-Metalle und Gießereien (-50 % gegenüber 1998) sowie die Steine-und-Erden-Industrie und das Papiergewerbe (-25 % gegenüber 1998) auf.

5.2.1.4 Verkehr

(1366) Für den Verkehrsbereich führen die Berechnungen von IER und WI zu größeren Unterschieden. Bis 2050 sinkt der Energieverbrauch hier um 21,4 % - 38 % (IER) bzw. um 47,6 % - 58,3 % (WI).

(1367) Die Phase bis 2010 im Verkehrssektor ähnelt dem in der Industrie erwarteten Verlauf (Abbildung 5-10). Außer im RRO-Szenario des WI wird in allen Simulationen zunächst ein Anstieg des Energieverbrauchs prognostiziert. Im Szenario RRO-WI wird als einzigem ein freiwilliger Übergang auf sparsamere Fahrzeuge erwartet. Den jeweils ungünstigsten Anfangsverlauf erbringen die Rechnungen für das FNE-Szenario. Im Falle des IER-Modells liegt der Verlauf im Bereich der Referenz, während das Modell des WI Werte im Bereich der UWE- und RRO-Szenarien des IER liefert. Für die Zeit nach 2010 liefert der Ansatz des WI in allen Szenarien eine deutlich höhere Effizienzsteigerung als die entsprechenden Modelle des IER, die sich – im Vergleich zum Verlauf in den anderen Sektoren – nur schwach progressiv zeigen. Die nur langsam einsetzende Effizienzsteigerung nach 2010 führt in den Modellen des IER zu einer wesentlich geringeren Reduktion des Endenergiebedarfs als alle Rechnungen des WI. Dennoch lassen alle Szenarien eine Reduktion erwarten, die höher ausfällt als die im Referenzszenario.

Abbildung 5-10: Endenergieverbrauch im Sektor Verkehr der verschiedenen Szenarien in PJ



(1368) In allen Szenarien kommen, entsprechend den Vorgaben der Kommission, verstärkt alternative Kraftstoffe zum Einsatz.

(1369) Teilweise können die unterschiedlichen Ergebnisse durch die zwischen den Gutachtern differierenden Annahmen erklärt werden. Ein grundsätzlicher Unterschied zwischen den Berechnungsmodellen des WI und des IER besteht z.B. in der Einschätzung der Verbrauchsminderung für Pkw und Lkw (Tabelle 5-9). Für beide Fahrzeugtypen legt das WI wesentlich höhere Potenziale zur Verbrauchsminderung zugrunde. Besonders auffällig sind die Differenzen im Bereich der Lastkraftwagen.

Tabelle 5-9: Annahmen zur Verbrauchsminderung im Verkehrssektor der Szenarien in 2050 relativ zur Referenz

Szenario	Pkw Benzin Minderung in %		Pkw Diesel Minderung in %		Lkw Minderung in %	
	WI	IER	WI	IER	WI	IER
UWE	> 50,0	14,0	> 50,0	14,0	40,0	3,0
RRO	> 50,0	29,0	> 50,0	29,0	41,0	17,0
FNE	32,6	11,0	40,5	11,0	40,0	3,0

(1370) Zusätzlich geht das WI in allen Szenarien aufgrund eines verbesserten Flottenmanagements von einer um 15 % höheren Auslastung im straßengebundenen Güterverkehr aus. Da aufgrund des Bevölkerungsrückgangs und der relativ optimistischen Annahmen für das Wirtschaftswachstum der Güterverkehr in seiner Bedeutung gegenüber dem Personenverkehr deutlich zunimmt, sind die Annahmen in diesem Bereich besonders bedeutend.

(1371) Auch im Personenverkehr werden Annahmen über verändertes Nutzerverhalten getroffen, zu dem auch ein in den meisten Szenarienvorgaben festgelegter Modal Split gehört, der unter anderem eine Zunahme des nicht-motorisierten Verkehrs annimmt. Der Modal Split wurde nur im Szenario FNE-IER nach ökonomischen Kriterien optimiert.

(1372) Hinter den Effizienzannahmen standen auf Seiten der Gutachter des WI die folgenden Überlegungen: Bei einer einzelwirtschaftlichen Betrachtung sind die realen Anreize zur Ausschöpfung der verfügbaren Optionen gerade im Bereich des Verkehrs, der mit hohen Abgaben und Steuern belegt ist, sehr hoch. Diese werden aus den oben beschriebenen Gründen nicht in der kostenorientierten Optimierung berücksichtigt, werden aber zu entsprechenden nachfragegesteuerten Anstrengungen der Industrie führen, z.B. durch den Übergang auf leichte Materialien verbrauchsärmere Fahrzeuge zu produzieren. Solche Verbrauchsverbesserungen wären auch in der Vergangenheit schon zu erzielen gewesen, wurden aber durch gestiegene Komfort- und Sicherheitsansprüche überkompensiert. Nach der abzusehenden Saturierung dieser Ansprüche können sie sich in der zukünftigen Entwicklung netto verbrauchssenkend auswirken. Einen weiteren Beitrag zur Erhöhung der Effizienz des Energieeinsatzes im Verkehr erwarten die Gutachter vom verstärkten Einsatz effizienter Brennstoffzellenantriebe. Darüber hinaus nimmt WI an, dass – auch bedingt durch zunehmend spürbare Preissignale – die Verkehrsteilnehmer von sich aus verstärkt auf kleinere Fahrzeuge mit weniger Hubraum und geringerem spezifischem Verbrauch übergehen. Im Lkw-Bereich herrscht eine besonders hohe Investitionsdynamik: der größte Teil des Frachtverkehrs wird heute mit Fahrzeugen realisiert, die nicht älter als 5 Jahre sind. Daher nehmen die Gutachter des WI hier an, dass eine schnelle Umsetzung neuer Einspartechnologien beim Straßengüterverkehr möglich ist. Da hier angenommen wird, dass das Käuferverhalten und die Investitionsdynamik auch von den Treibstoffpreisen und den entsprechenden Steuern und Abgaben beeinflusst werden kann, werden für jedes Zielszenario andere Gesamtverkehrseffizienzen angenommen.

(1373) Die Gutachter des IER nehmen dagegen an, dass sich der Flottenverbrauch bei den Pkw in allen Zielszenarien bis 2050 auf 3,3 L Benzinäquivalent/100 km gegenüber 4,65 L/100 km in der Referenz und bei den Lkw auf 16,6 L Dieseläquivalent/100 km gegenüber 19,9 L/100 km in der Referenz absenken wird. In den Rechnungen des IER, das nach gesamtwirtschaftlichen Kostenkriterien vorgeht, werden die Auswirkungen von Lenkungsabgaben auf das Investitions- und Nutzerverhalten nicht berücksichtigt.

- Biokraftstoffe

(1374) Biodiesel wird zum einen in speziell darauf abgestimmten Fahrzeugen eingesetzt, zum anderen findet aber auch eine Beimischung von Biodiesel zu konventionellem Dieselmotorkraftstoff statt, um so auch andere Verkehrsbereiche, z.B. auch die Binnenschifffahrt, für die Nutzung

von Biodiesel zu erschließen. Besonders in den Rechnungen des WI wird mit einer starken Zunahme des Anteils von Dieselfahrzeugen – und hier speziell im Individualverkehr (43 % Anteil in 2050 im UWE-Szenario) – gerechnet. 34 % des motorisierten Individualverkehrs werden z.B. im Szenario UWE-WI mit Biodiesel angetrieben werden, was auch als Resultat der von der Kommission vorgegebenen absoluten Anteile von Biodiesel und der bis dahin erreichten Verbrauchsminderung zu diesem Zeitpunkt zu sehen ist. Aufgrund des hohen Bedarfs an Biodiesel gehen sowohl WI als auch IER von einer hohen Importquote aus.

- Strom

(1375) Das IER misst der Verwendung von Strom auch im Verkehrssektor eine hohe Bedeutung bei. Insbesondere im Individualverkehr postulieren die Gutachter einen starken Anstieg von Elektrofahrzeugen. Im ÖPNV ist zusätzlich der Einsatz von Oberleitungsbussen vorgesehen. Bei WI beschränkt sich hingegen der Einsatz von Strom auf Fahrzeuge mit planbarem Fahreinsatz, wie z.B. Linienbusse, Lieferfahrzeuge von Post- und Paketdiensten oder Stadtautos, die jeweils nur kurze Entfernungen zurücklegen müssen. Diese Art der Verwendung vermeidet die hohen Speicherverluste, die auftreten, wenn Elektrofahrzeuge lange in Betriebsbereitschaft gehalten werden müssen.

(1376) Insgesamt erwarten beide Institute einen gegenüber dem Referenzszenario erhöhten Einsatz von Strom im Verkehrssektor (IER bis 12,8 %; WI bis 9 %; Referenz: 5 %; jeweils in 2050).

- Erdgas/Wasserstoff

(1377) Auch Erdgas wird nach Ansicht der Gutachter eine steigende Rolle im Verkehrssektor spielen. Insbesondere bei WI übernimmt Erdgas in den Szenarien des WI eine Wegbereiterfunktion für den Umstieg auf Wasserstoff und ist somit von großer Bedeutung. Aufgrund der dezentralen Versorgungsstruktur des Individualverkehr – Voraussetzung für eine hohe Akzeptanz ist hier die flächendeckende Versorgung – wird hier mit einer langsameren Entwicklung gerechnet als bei zentral versorgten Fahrzeugflotten bzw. Einsatzgebieten. Im Individualverkehr wird bis 2030 mit einem Anteil von bis zu 10 % gerechnet. Insbesondere im Szenario "REG/REN-Offensive" spielt Erdgas als Kraftstoff in 2050 eine zentrale Rolle.

(1378) Während der Einsatz von Erdgas in der Anfangsphase in speziell dafür ausgelegten Verbrennungsmotoren erfolgen soll, ist für die Folgezeit auch der verstärkte Einsatz in Brennstoffzellen-Fahrzeugen vorgesehen. Dies erlaubt eine Parallelversorgung von Brennstoffzellen-Fahrzeugen mit Erdgas und stationär erzeugtem Wasserstoff und fördert so den langfristigen Umstieg auf Wasserstoff als dem zentralen Energieträger im Verkehrsbereich. Je nach Szenario

rio erreicht der Wasserstoffanteil im Individualverkehr insgesamt in 2050 bis 35 %, im Güterverkehr bis 30 %.

(1379) Aufgrund der zentralen Versorgungsstruktur ist im Bereich des ÖSPV, bei bestimmten Fahrzeugflotten (z.B. Post, Telekom, Linienbusse o.ä.) sowie dem innerdeutschen Luftverkehr mit geringeren Akzeptanzproblemen bei der Einführung neuer Energieträger zu rechnen. In diesen Bereichen liefert das Modell des WI z.B. in UWE-Szenario im Jahr 2050 Wasserstoffanteile bis zu 90 %.

(1380) Die Gutachter des WI nehmen an, dass im Szenario „Umwandlungseffizienz“ Wasserstoff in der Kohlevergasungsstufe der IGCC-Kraftwerke produziert wird. Für das Szenario FNE nehmen sie, ebenso wie IER für alle Szenarien, an, dass der Wasserstoff elektrolytisch erzeugt wird. Regenerative Erzeugung von Wasserstoff in Deutschland findet nicht statt, im Szenario „Solare Vollversorgung“ wird jedoch angenommen, dass Wasserstoff aus dem europäischen Ausland importiert werden kann, der dort auf regenerativer Basis hergestellt worden ist.

(1381) Auch bei IER ist zumindest im Szenario „REG/REN-Offensive“ der Einsatz von Brennstoffzellenfahrzeugen vorgesehen, die Methanol und Erdgas als Energieträger verwenden. Der Einsatz von Wasserstoff im Verkehrssektor bleibt hier abgesehen von Mindestvorgaben durch die Kommission außen vor.

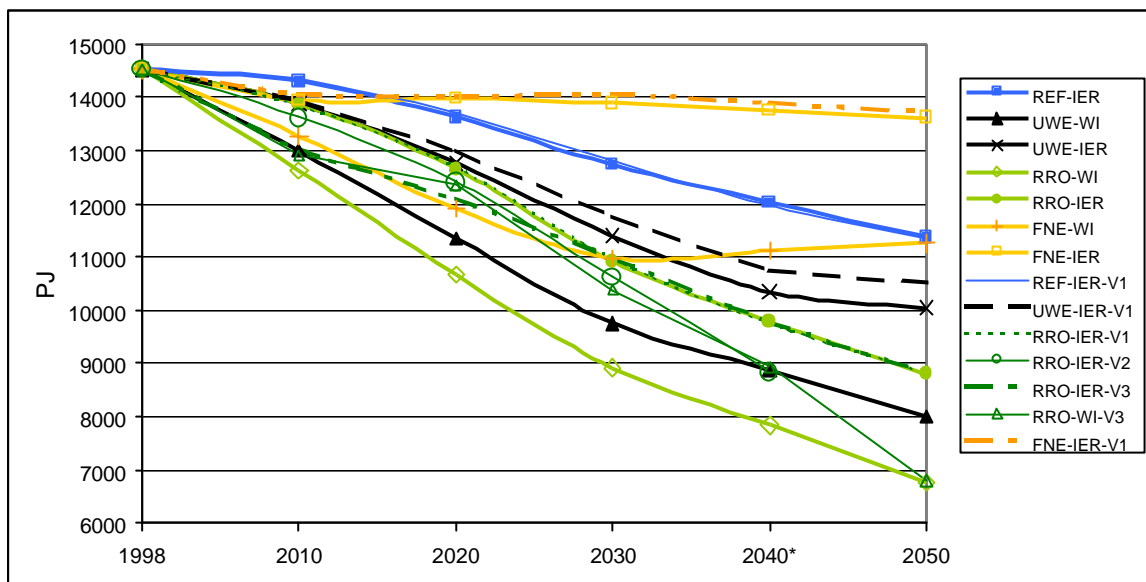
5.2.2 Ausbaupfade der verschiedenen Energieträger

5.2.2.1 Primärenergieverbrauch, Wirkungsgradmethode

(1382) Der zeitliche Verlauf des Primärenergieverbrauchs führt in den Zielszenarien zu erheblichen Unterschieden. Im Jahr 2050 liefern die Szenarien nach der Wirkungsgradmethode Werte, die gegenüber dem Referenzverlauf von einem Minderverbrauch von 41 % bis zu einem Mehrverbrauch von 21 % (FNE-IER) reichen. Bei Anwendung der Substitutionsmethode reichen die Werte vom einem um 28 % geminderten Verbrauch (RRO-WI) bis zu einem Mehrverbrauch von 9 % im FNE-Szenario des IER (vgl. Abbildung 5-12). In absoluten Verbrauchswerten ergibt sich so eine Bandbreite von 6.762 PJ (RRO-WI) bis 13.616 PJ (FNE-IER) nach der Wirkungsgradmethode, bzw. 8.552 PJ (RRO-WI) bis 13.048 PJ (FNE-IER) nach der Sub-

stitutionsmethode. Zum Vergleich: Der Primärenergieverbrauch des Referenzszenarios liegt in 2050 bei 11.372 PJ bzw. 11.937 PJ.^I

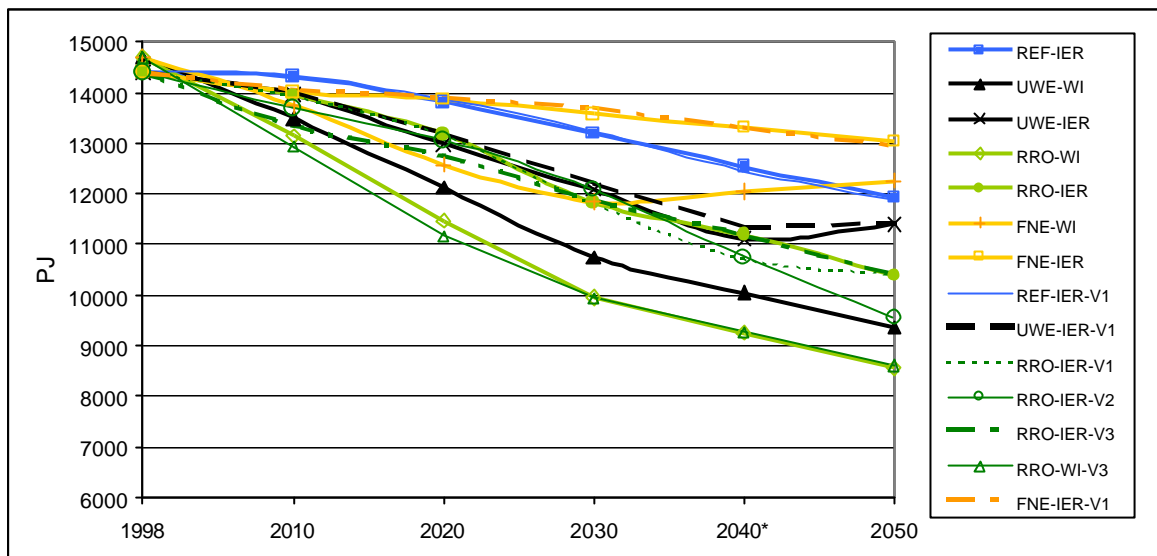
Abbildung 5-11: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach der Wirkungsgradmethode in den Szenarien in PJ



(1383) Bis zum Jahr 2010 zeigen alle Zielszenarien – mit Ausnahme der FNE-Szenarien des IER – einen stärker ausgeprägten Rückgang des Primärenergieverbrauchs als die Referenz. In den FNE-Szenarien des IER sinkt der Primärenergieverbrauch in der ersten Dekade stark, anschließend aber bis 2050 kaum noch, so dass er ab etwa 2015 oberhalb der Referenz verläuft. Alle anderen Szenarien bleiben von Anfang an unterhalb des Referenzszenarios (vgl. Abbildung 5-11). Einen im Vergleich zu den übrigen Szenarien deutlich differierenden Verlauf zeigt FNE-WI ab dem Jahr 2030. Hier liefert das Modell, entgegen dem anfänglichen Trend, im weiteren Verlauf einen Anstieg des Primärenergieverbrauchs. Zum Jahr 2050 wird ein Wert erreicht, der auf dem Niveau der Referenz liegt.

^I Die Vergleichbarkeit zwischen WI und IER bei der Primärenergie ist eingeschränkt, da IER auch die Umweltwärme mit summiert. Gerade bei FNE und RRO mit hohen Anteilen Wärmepumpen führt dies zu höheren Primärenergieverbrauchswerten.

Abbildung 5-12: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach der Substitutionsmethode in den Szenarien in PJ

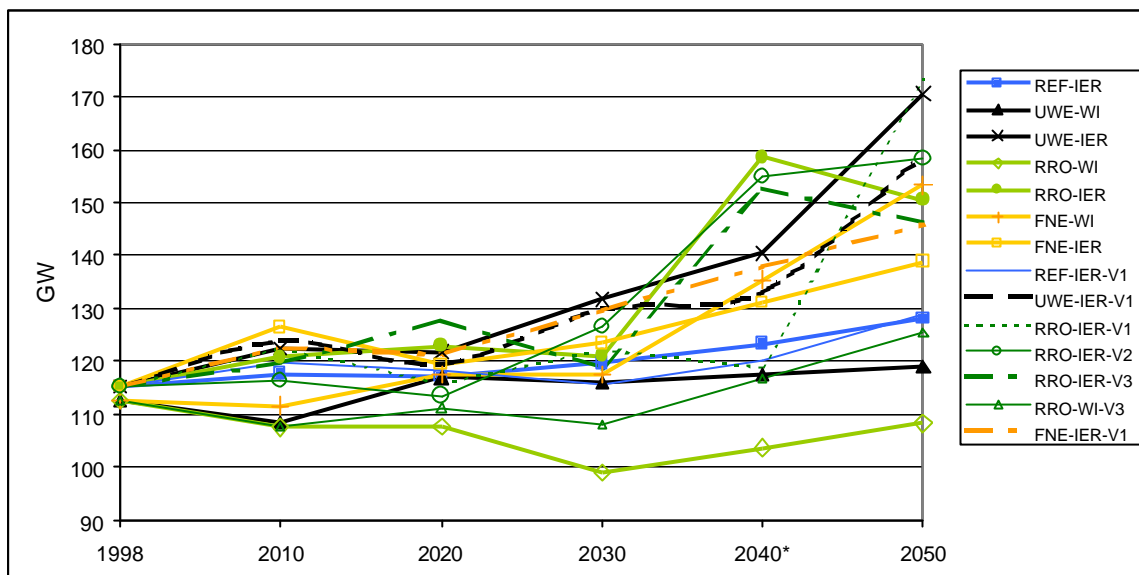


(1384) Bei einer Bewertung nach der Substitutionsmethode (Abbildung 5-12) zeigen auch das UWE- und das FNE-Szenario des IER am Ende der Entwicklung ansteigende Werte; hier aber erst ab 2040. Auch diese bleiben jedoch in 2050 noch unter den Werten des Referenzszenarios.

(1385) In der Gesamtbetrachtung zeigt sich, dass die Berechnungen nach Wirkungsgrad- und Substitutionsmethode gerade bei Energieversorgungssystemen mit hohem regenerativen Anteil zu deutlich unterschiedlichen Bewertungen führen. Im Vergleich zum Substitutionsprinzip führt die Berechnung nach dem Wirkungsgradprinzip nämlich bei der Kernenergie zu einem höheren, bei den anderen Energieträgern aber zu einem niedrigeren Primärenergieverbrauch, so dass erneuerbare Energien also unterbewertet werden. Dieser Sachverhalt lässt für die Zukunft ein anderes Bewertungsverfahren notwendig erscheinen.

5.2.2.2 Gesamtentwicklung der Stromerzeugung

Abbildung 5-13: Entwicklung der Netto-Engpassleistung in der Stromerzeugung der Szenarien in GW



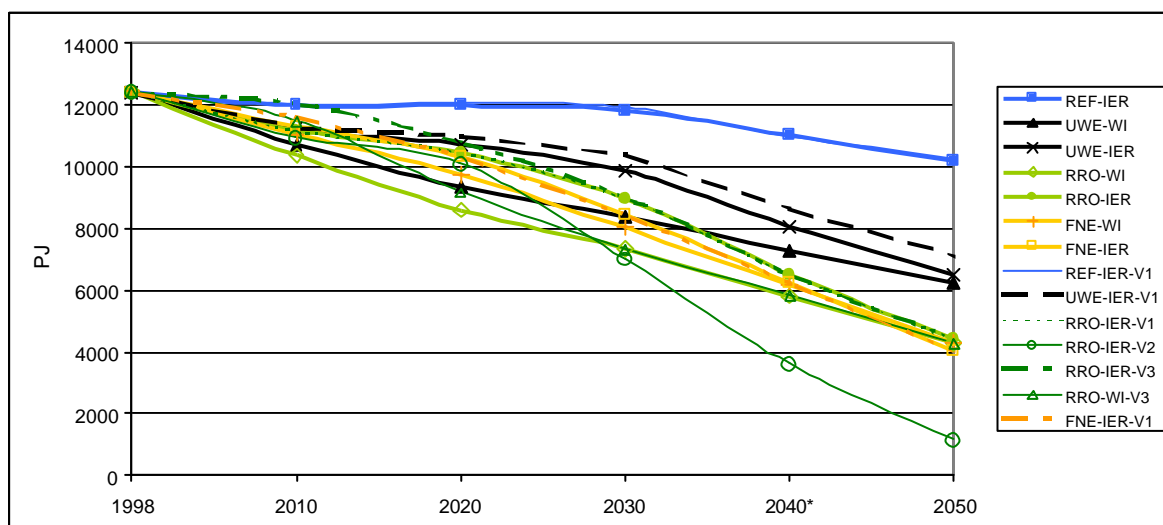
(1386) Allgemein wird in den Szenarien bis zum Jahr 2030 keine gravierende Veränderung in der Summe der Netto-Engpassleistung aufgezeigt (Abbildung 5-13). Erst für die Folgezeit wird im Mittel der Szenarien ein stärkerer Zubau an Kraftwerkskapazität erwartet. Auffällig ist der in den Modellen der beiden Institute teilweise gegensätzliche Verlauf in der zeitlichen Entwicklung. Die größten Unterschiede zwischen den Instituten weist das UWE-Szenario auf. Während WI auch in der Zeit nach 2030 nur im FNE-Szenario deutliche Zuwächse der Netto-Engpassleistung beschreibt, beginnt bei den Szenarien des IER, außer in RRO-V2, schon ab 2020 – ausgelöst durch die ansteigende Nachfrage nach Strom – ein deutlicheres Wachstum als in den Referenzszenarien, das sich ab 2040 tendenziell noch einmal verstärkt. Zum Jahr 2050 werden bei IER Werte erreicht, die um fast 50 % höher ausfallen als nach dem WI-Modell – auch bei Szenarien mit gleicher Philosophie wie z.B. dem Szenario „Umwandlungseffizienz“. Auch beim RRO-Szenario sind es etwa 24 %; beim „Fossil-nuklearen Energiemix“ hingegen liegt der Wert nach IER ca. 7 % unter dem des WI. Der hohe Unterschied der Ergebnisse im Szenario UWE ist vor allem auf die unterschiedliche Behandlung der Stromeinsparung zurückzuführen. Während WI hier von signifikanten, auch kostengünstig ausschöpfbaren Stromeinsparungsmöglichkeiten ausgeht, bleiben diese bei IER gering. Um die angestrebten Minderungsziele zu erreichen erfordert dies im IER-Modell einen deutlich stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energien, vor allem der Windenergie. Da hier auch Regionen mit geringer Windgeschwindigkeit betroffen sind, ist der erforderliche Leistungszubau an Windkraftwerken erheblich.

(1387) In der Variante 2 zur „REG/REN-Offensive“, die auf eine solare Vollversorgung abzielt, ermöglicht ein verstärkter Einsatz von Effizienzmaßnahmen zunächst einen Abbau von Kraftwerkskapazitäten, der dann durch den Aufbau des erneuerbaren Portfolios überkompensiert wird. Obwohl hier ausreichende Ausgleichskapazitäten für fluktuierende Energiequellen wie Wind eingerechnet sind, ergibt sich im Endeffekt ein weniger forcierter Ausbau von Kraftwerkskapazitäten als in anderen Szenarien.

5.2.2.3 Fossile Energieträger

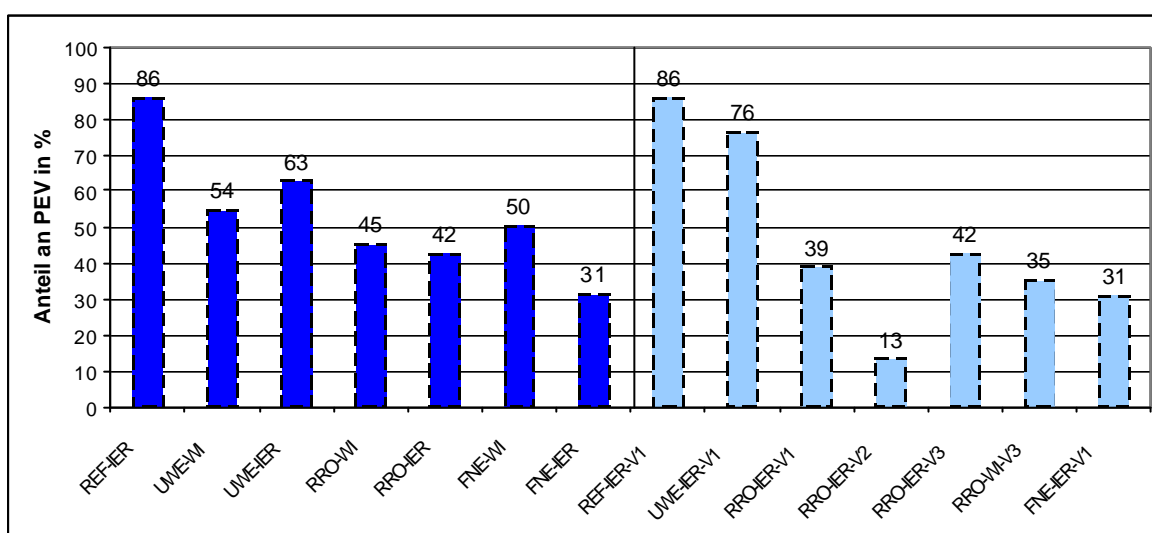
(1388) Die Vorgabe drastischer Treibhausgasreduktionsziele führt in allen Zielszenarien erwartungsgemäß zu einem deutlich niedrigeren Verbrauch an fossilen Energieträgern als in der Referenz (vgl. Abbildung 5-14). Bei den Zielwerten für das Jahr 2050 ergeben sich zwei Klassen von Szenarien: Das UWE-Szenario liefert philosophiegemäß bei beiden Instituten den geringsten Verbrauchsrückgang gegenüber der Referenz (nur etwa 36 % - 39 %). Zwischen den beiden Modellen weichen die Ergebnisse für 2050 nur geringfügig voneinander ab (ca. 5 %). Die übrigen Szenarien (RRO und FNE) liefern für das Jahr 2050 ebenfalls eng beieinander liegende Werte (Bandbreite ca. 10 %), jedoch fällt der Rückgang im Verbrauch fossiler Energieträger gegenüber der Referenz mit etwa 57 bis 61 % deutlich stärker aus als im UWE-Szenario. In den UWE-Szenarien ist dies verbunden mit einer CO₂-Abscheidung und -Deponierung, die bei IER von 9 Mio. t Kohlendioxid (bzw. 59 Mio. in der Variante „Alternativer Datensatz“) im Jahr 2020 auf etwa 260 Mio. t (305 Mio. t in der Variante) ansteigt bzw. beim WI erstmalig im Jahr 2050 202 Mio. t (WI) beträgt (vgl. Abschnitt 5.3).

Abbildung 5-14: Entwicklung der fossilen Energieträger im Primärenergieverbrauch der Szenarien in PJ, Substitutionsmethode



(1389) Alle Szenarien zeigen bereits in der ersten Dekade einen ausgeprägten Rückgang an fossilen Energieträgern im Primärenergieverbrauch. Im weiteren Verlauf treten wieder die grundsätzlich unterschiedlichen Pfade der Modelle von WI und IER zu Tage. Während die Kurven in den IER-Szenarien nach 2010 zunächst auf verringertem Niveau stagnieren, um in der darauf folgenden Zeit wiederum stärker abzusinken, zeigen die Szenarien des WI einen mehr oder weniger gleichmäßigen Rückgang über den gesamten Zeitraum. Lediglich das FNE-Szenario des WI zeigt einen beinahe linearen Abfall im Betrachtungszeitraum. Im Resultat führen die Unterschiede im zeitlichen Verlauf in den jeweiligen Modellen des WI außer bei FNE zu einer größeren Gesamteinsparung innerhalb des Betrachtungszeitraums.

Abbildung 5-15: Anteil der fossilen Energieträger am Primärenergieverbrauch der Szenarien in 2050 in %

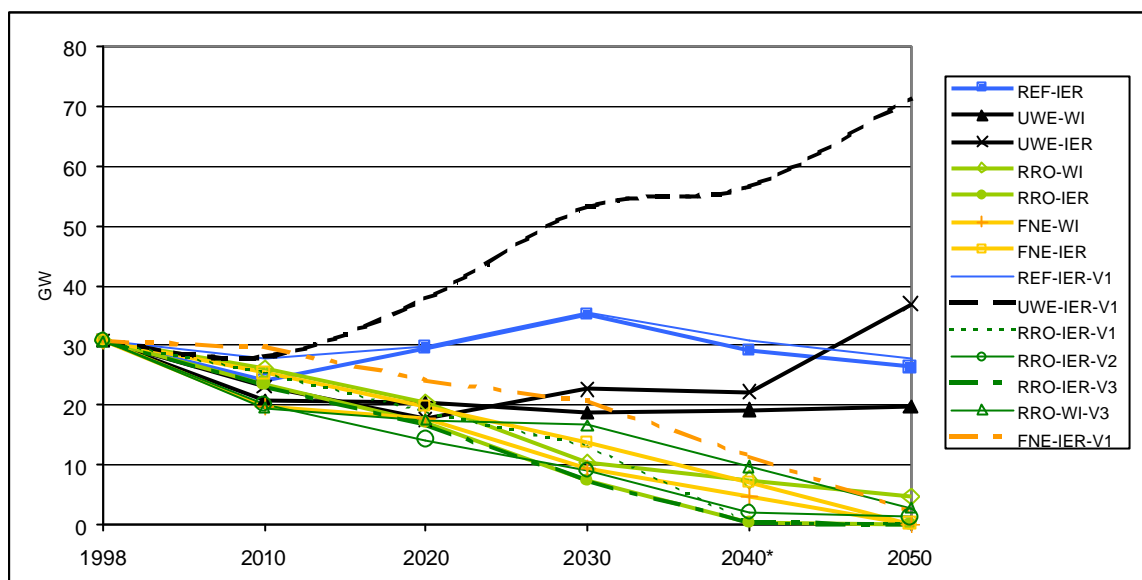


(1390) Die Darstellungen der Anteile der fossilen Energieträger am Primärenergieverbrauch im Jahr 2050 (Abbildung 5-15) zeigen, welche Bandbreiten für die zukünftige Verwendung denkbar sind, auch wenn die Klimaschutzziele eingehalten werden. Die Aufteilung auf einzelne der fossilen Energieträger zeigt wesentlich klarere Tendenzen, wie im Folgenden zu zeigen sein wird. In dem Szenario RRO-IER-V2 „Solare Vollversorgung“ werden diese fossilen Energieträger zu großen Teilen in der nichtenergetischen Nutzung verbraucht.

- Steinkohle

(1391) Abbildung 5-16 stellt die Entwicklung der Netto-Engpassleistung für Steinkohle dar. In allen Berechnungen geht dabei die installierte Kapazität zunächst zurück, wenn auch unterschiedlich stark. Nach 2010 zeigen sich unterschiedliche Pfade, sogar innerhalb derselben Szenariophilosophie:

Abbildung 5-16: Entwicklung der Netto-Engpassleistung in der Steinkohleverstromung der Szenarien in GW

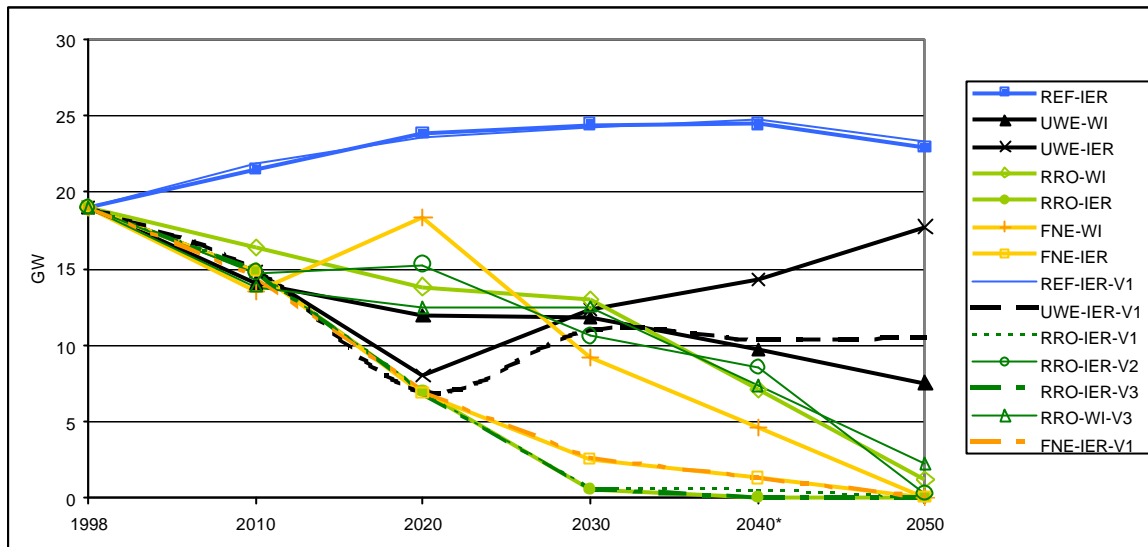


(1392) Während das „fossile“ Szenario UWE-WI für das Jahr 2050 einen Rückgang der Steinkohlenutzung um etwa ein Drittel zeigt, liefert UWE-IER – im Vergleich zu 1998 – einen Zuwachs von ca. 20 %, obwohl im Jahr 2040 bereits ca. 28 % weniger als in der Referenz eingesetzt wurden. Das bedeutet praktisch eine Rückkehr zur Steinkohlenutzung in der allerletzten Modelldekade. Noch drastischer wird der Zuwachs in der Variante mit dem alternativen Datensatz, wo sich die installierte Kapazität auf 132 % gegenüber 1998 mehr als verdoppelt. Alle UWE-Szenarien setzen freilich ausschließlich Importsteinkohle ein. Die Nutzung der Steinkohle im von allen UWE-Szenarien beschriebenen Umfang erfordert zur Einhaltung der Klimaziele den Einsatz von Technologien zur Abtrennung und Endlagerung von Kohlendioxid, wie in Kapitel 5.3.1 zu diskutieren sein wird. In allen Nicht-UWE-Zielszenarien geht die Nutzung der Steinkohle zur Mitte des Jahrhunderts gegen Null.

- Braunkohle

(1393) Für die zukünftige Verwendung von Braunkohle zeigen die Szenarien eine große Bandbreite an Möglichkeiten auf, vom vollständigen Verzicht bis zu Werten, die geringfügig unter denen von 1998 liegen (vgl. Abbildung 5-17).

Abbildung 5-17: Entwicklung der Netto-Engpassleistung in der Braunkohleverstromung in den Szenarien in GW



(1394) Während das Referenzszenario von mäßigem Zubau in Braunkohlekapazitäten ausgeht, ergeben alle Zielszenarien – auch die fossil orientierten – einen Rückgang. Der geringste Rückgang resultiert dabei bis zum Jahr 2050 bei UWE-IER, auch wenn die Kapazitäten sich bis 2020 auf weniger als die Hälfte reduziert haben werden. Nach 2020 folgt bis 2050 – wenn die CO₂-Entsorgung kostengünstig zur Verfügung steht – ein erneuter, starker Zubau, so dass in 2050 ein Wert erreicht wird, der lediglich etwa 7 % unter dem Niveau von 1998 liegt. In UWE-WI findet demgegenüber ein stetiger Rückgang der Nutzung statt, der bis 2050 zu einem Wert führt, der ca. 60 % unter dem Stand von 1998 liegt.

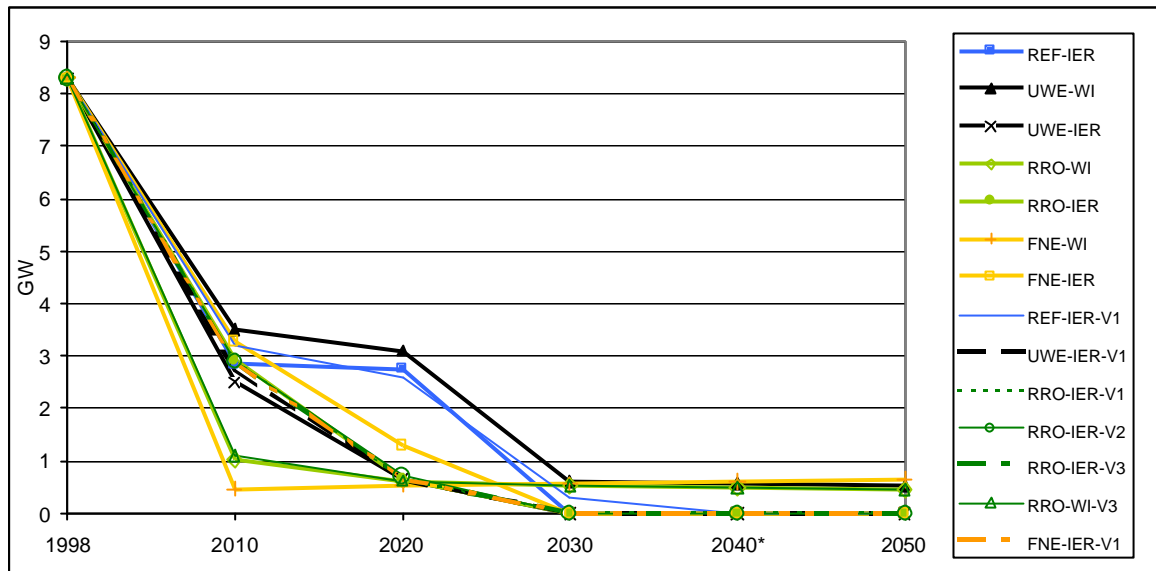
(1395) Während sich also in allen fossil orientierten Szenarien nennenswerte Braunkohleleistungskapazitäten halten können, geht von den anderen Zielszenarien nur RRO-WI nicht auf Null zurück. Hier liegt die Netto-Engpassleistung im Jahr 2050 noch bei 2,2 GW, ein Rückgang gegenüber 1998 von 88 %. Eine besondere Auffälligkeit zeigt der Verlauf von FNE-WI, der einen zweimaligen Trendwechsel aufweist: Nach einem Rückgang bis 2010 folgt bis 2020 durch den dann einsetzenden Ersatzbedarf im Kraftwerkspark ein Wiederanstieg der Netto-Engpassleistung bis nahe an den Wert von 1998 heran. Nach 2020 werden allerdings die dann altersbedingt außer Betrieb gehenden Braunkohlekraftwerke nicht mehr ersetzt, so dass bis zum Ende des Betrachtungszeitraums ein stark ausgeprägter Rückgang bis auf Null erfolgt.

- Heizöl

(1396) Bei der Verstromung von Heizöl zeigen alle Szenarien einen starken Rückgang (vgl. Abbildung 5-18). Spätestens ab dem Jahr 2030 finden keine gravierenden Änderungen mehr statt. Bei den Hauptszenarien des IER läuft die Nutzung von Heizöl im Jahr 2030 vollständig

aus. Demgegenüber sehen alle WI-Szenarien eine Stagnation im Bereich von etwa 0,5 GW Netto-Engpassleistung vor.

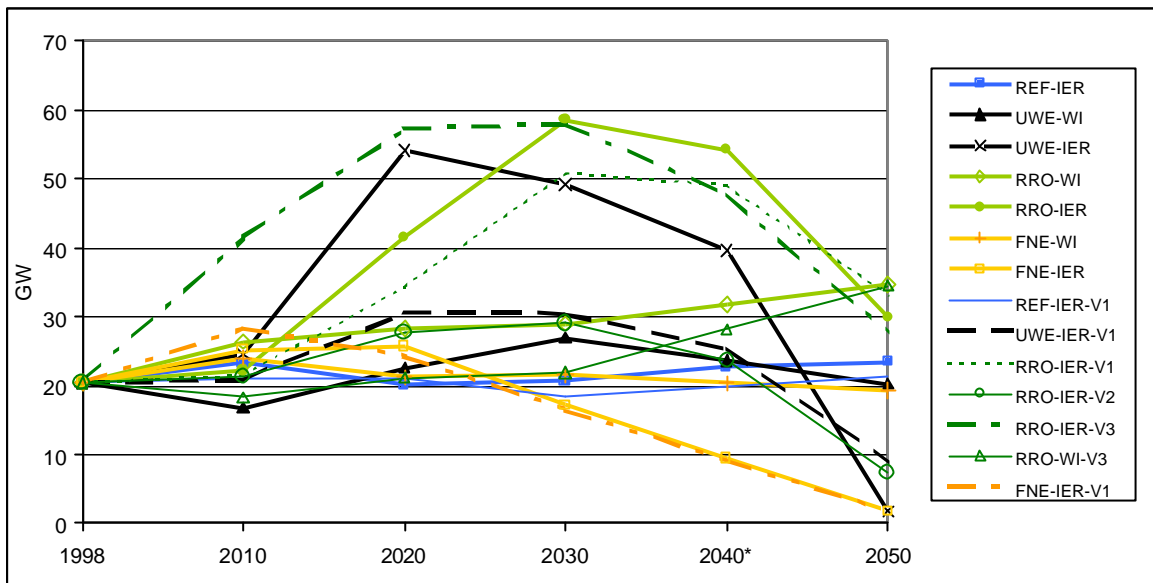
Abbildung 5-18: Entwicklung der Netto-Engpassleistung in der Heizölverstromung in den Szenarien in GW



- Erdgas

(1397) Für die Nutzung von Erdgas liefern die Szenarien, sowohl in Bezug auf die im Jahr 2050 verbleibende Nutzung als auch beim Verlauf, stark unterschiedliche Ergebnisse (vgl. Abbildung 5-19). Sowohl im UWE- als auch im RRO-Szenario liefert das IER-Modell einen glockenförmigen Verlauf, also zunächst einen starken Ausbau und gegen Ende des Modellzeitraums einen beinahe ebenso starken Rückbau der Kapazitäten. Erdgas hat damit in den Zielszenarien des IER – ähnlich wie in den Weltszenarien für Energienutzung (Kapitel 3) – oft eine Brückenfunktion als relativ klimaverträglicher fossiler Energieträger vor dem endgültigen Übergang zu CO₂-freien Strombereitstellungsmethoden und ersetzt damit zum Teil auch Grundlastkapazitäten der Kohle, z.B. in RRO-IER. Solch drastische Schwankungen innerhalb von 10 Jahren scheinen in dieser Größenordnung unwahrscheinlich.

Abbildung 5-19: Entwicklung der Netto-Engpassleistung in der Erdgasverstromung in den Szenarien in GW



(1398) Im Vergleich dazu verharren die Kapazitäten beim WI-Modell auf einem eher konstanten Niveau. Die Kapazitäten schwanken in einer Bandbreite von -3 bis +7 GW um den Ausgangswert und resultieren in 2050 außer bei den RRO-Szenarien in einem im Wesentlichen unveränderten Niveau.

(1399) Das RRO-Szenario resultiert im Jahr 2050 bei beiden Instituten in einem Anstieg der Erdgasnutzung, jedoch mit vollkommen unterschiedlicher Entwicklung. Während das IER-Modell bis 2030 etwa eine Verdreifachung der Netto-Engpassleistung beschreibt, welcher dann eine Halbierung bis zum Jahr 2050 folgt, liefert das WI-Modell bis zum Jahr 2030 einen Seitwärtstrend mit einem Anstieg in der Folgezeit. Im Jahr 2050 liegen die Werte ca. 47 % (IER) bzw. 69 % (WI) über dem Wert von 1998. Beim Szenario „Schneller Ausstieg“ wird bei WI in den ausschlaggebenden Jahren 2010 und 2020 nicht mehr Erdgas genutzt als in den anderen Szenarien während IER hier im Einklang mit der oben beschriebenen Übergangsphilosophie fast ausschließlich mit Erdgas ausgleicht.

5.2.2.4 Regenerative Energieträger

(1400) Im Bereich der regenerativen Energien zeigen alle Szenarien außer FNE-WI einen gegenüber der Referenzentwicklung verstärkten Ausbau (vgl. Abbildung 5-20). Die besonders ab etwa 2030 erwarteten unterschiedlichen Entwicklungen führen zu einer breiten Streuung der Zielwerte im Jahr 2050. Am Ende des Betrachtungszeitraums liefern die Modelle der Hauptszenarien Werte, die von 36 % bis zu 238 % über dem der Referenz liegen. Dementsprechend liegen die Werte für die in den Hauptszenarien aus erneuerbaren Energien bereitgestellte Pri-

märenergie im Jahr 2050 im Bereich von 1.200 PJ (Referenzszenario) bis zu 4.056 PJ im RRO-Szenario des IER. Obwohl die gleichen Anteile am Primärenergieverbrauch im RRO-WI durch regenerative Energieträger gedeckt werden, werden in diesem Szenario doch nur 2.130 PJ, also etwas mehr als die Hälfte, aus diesen Energieträgern in der Form von Strom bereitgestellt (vgl. Abbildung 5-21). Dies liegt darin begründet, dass WI mit einem wesentlich stärkeren Rückgang des Primärenergieverbrauchs insgesamt rechnet. Bei dem Szenario „Solare Vollversorgung“ konnten modellbedingt einige Bereiche nicht umgestellt werden. Eine Analyse zeigt aber, dass auch diese mit erneuerbaren Energien abgedeckt werden könnten.

Abbildung 5-20: Entwicklung der erneuerbaren Energien im Primärenergieverbrauch der Szenarien in PJ, Substitutionsprinzip inkl REG-Stromimporte

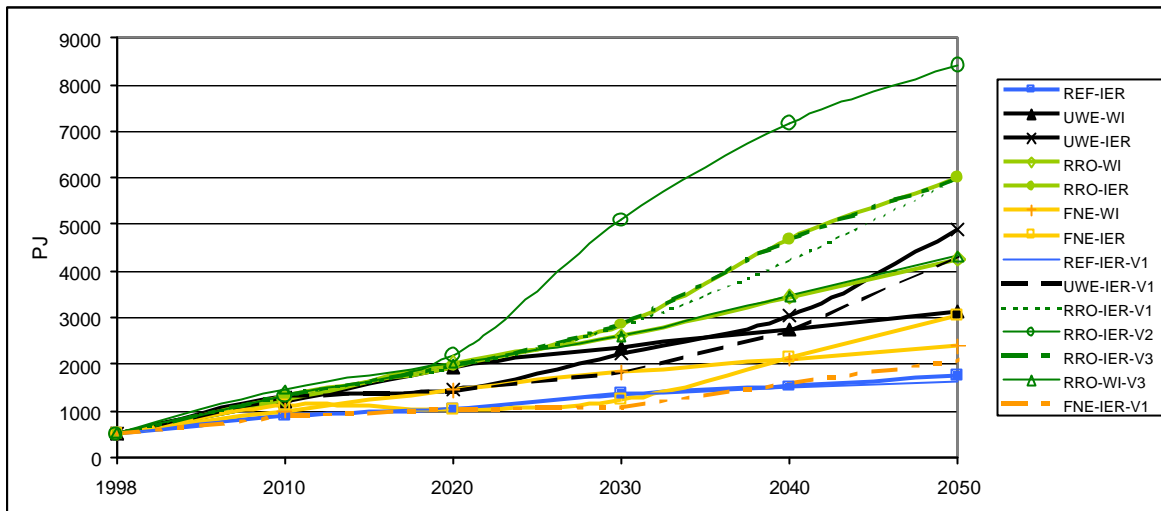
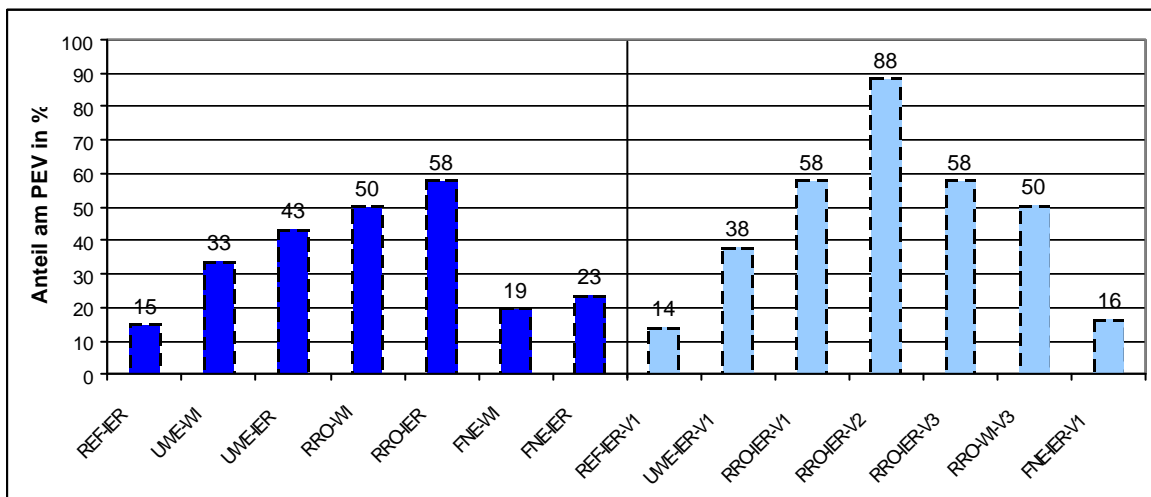


Abbildung 5-21: Anteil der Erneuerbaren Energiequellen am Gesamtprimärenergieverbrauch in %, Substitutionsprinzip, inklusive REG-Stromimporte

(beim Solaren Vollversorgungs-Szenario zeigt die Analyse der verbleibenden Anteile, dass diese auch mit erneuerbaren Ressourcen abdeckbar sind)



(1401) Noch deutlich stärker fällt der Ausbau der Verstromungskapazitäten für erneuerbare Energieträger ab etwa 2040 in der Variante 2 des RRO-Szenarios des IER aus, bei dem der für 2050 errechnete Wert (5.933 PJ in 2050) bei 494 % des Referenzniveaus liegt. Zubauten von regenerativen Kraftwerkskapazitäten auf das 12fache des heutigen Wertes sind diesen

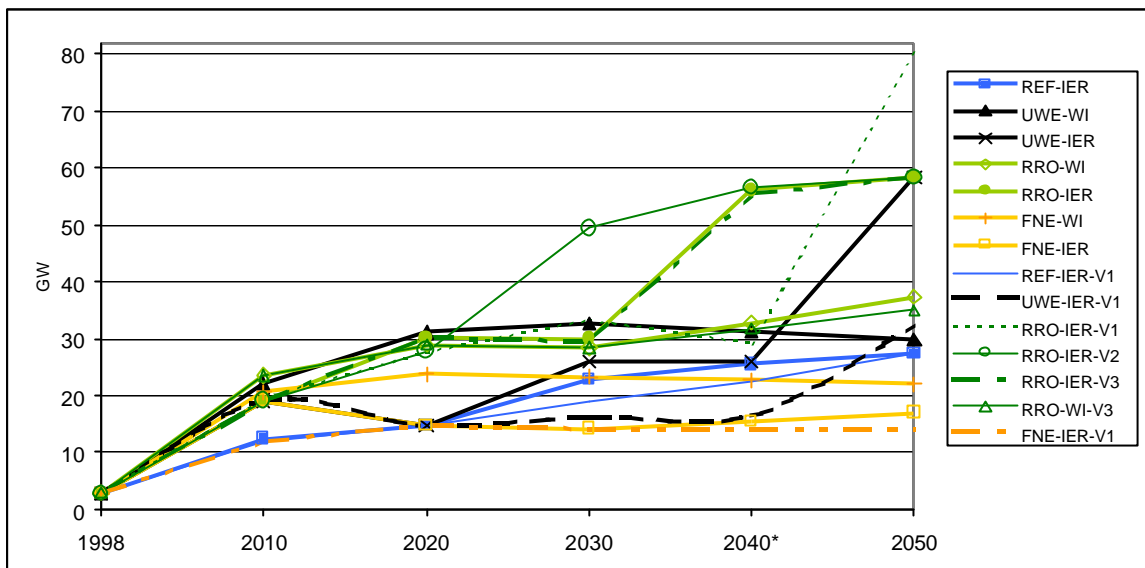
Berechnungen zufolge technisch unproblematisch. Das Potenzial der erneuerbaren Energieträger reicht aus für eine solare Vollversorgung.

(1402) Die drei Szenarien im Vergleich zeigen – ähnlich wie die Entwicklungen im Gas- und Kohlebereich – dass die „Stromstrategie“ des IER sehr dynamische Auswirkungen im Kraftwerkssektor zeitigt. Die Effizienzstrategie des WI dagegen kann durchweg zur Verstetigung der Investition führen. Dies wird umso deutlicher, wenn man die zeitliche Entwicklung der IER-Szenarien betrachtet: In allen Zielszenarien des IER gehen die Kapazitäten zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zunächst wieder zurück. Im FNE-Szenario des IER wird sogar mit einem Rückgang um etwa 10 % gerechnet, d.h. bereits aufgebaute Kapazitäten würden wieder abgebaut, was angesichts der niedrigen laufenden Kosten der meisten „erneuerbaren“ Technologien widersinnig erscheint. Nach einem Minimum im Stützjahr 2020 setzt bei IER in allen Szenarien ein forcierter Ausbau ein. Dies führt am Ende des Betrachtungszeitraums dazu, dass die Zielwerte in allen Modellen des IER selbst die positivsten Annahmen des WI deutlich übertreffen, wo stets ein moderater, gleichmäßiger Zubau zu verzeichnen ist. Mitursache dieses Unterschieds ist die Einbeziehung der Umweltwärme beim IER in den Ausbau der erneuerbaren Energietechnologien.

- Windkraft

(1403) Da die Windkraft einen großen Anteil an den erneuerbaren Energieträgern im Strombereich hat, zeigen sich hier im Wesentlichen ähnliche Tendenzen (vgl. Abbildung 5-22). Wieder tauchen die schon bekannten S-Kurven im UWE-Szenario des IER auf, da in der Zeit von 2010 bis 2020 ein Rückbau der Leistung um etwa 23 % stattfindet. Wieder bleibt nur in den FNE-Szenarien der Ausbau der Windkraft in 2050 hinter der Referenzentwicklung zurück. Hier liefert das Modell des WI über den gesamten Zeitraum einen kumulierten Zuwachs von „nur“ ca. 656 %, bei IER sind es etwa 534 %. Die Referenzentwicklung beschreibt etwa eine Verzehnfachung. Windkraft wird also in jedem Fall in Deutschland weiterhin eine große Rolle spielen; der geringste Ausbau beläuft sich auf 14 GW. Im Vergleich zu dem in nur drei Jahren bereits erfolgten Ausbau auf 11,5 GW zwischen 1998 und 2001, bedeutet das Maximum nur noch eine Versechsfachung bis 2050 und das Minimum von 14 GW wird sicherlich in 2002 oder 2003 bereits überschritten.

Abbildung 5-22: Entwicklung der Netto-Engpassleistung der Windkraft in den Szenarien in GW



(1404) Für die anderen Szenarien liefern die Modelle der Institute jeweils weit auseinander liegende Werte. Während die Endwerte der UWE- und RRO-Szenarien bei WI Werte liefern, die noch recht nahe an dem Referenzszenario liegen (Zuwachs: 940 % bei UWE, 1.117 % bei RRO – gegenüber 1998), weichen die Werte nach dem IER-Modell stark nach oben ab. In der Spitze nutzt IER über 80 GW an Windkapazitäten (das Siebenfache gegenüber 2001). Ein großer Teil dieses Aufbaus findet im off-shore Bereich statt, da an Land ein maximales Potenzial von 50 GW angenommen wurde.¹ Interessanterweise ist für eine solare Vollversorgung dieser maximale Ausbau nicht notwendig.

(1405) Im zeitlichen Verlauf ziehen sich die bekannten Muster durch: Bei den Rechnungen des WI wird mit einem starken Wachstum bis 2020 gerechnet, welches sich in der Folgezeit deutlich verlangsamt. Diesen Verlauf zeigt auch FNE-IER. Die anderen Szenarien des IER zeigen einen deutlich beschleunigten Ausbau erst in späten Perioden, also ab 2030 (RRO) bzw. 2040 (UWE). In der Variante 1 des RRO bei IER fällt der Zuwachs während der letzten Dekade noch deutlich stärker aus: Alleine in den letzten zehn Jahren erhöht sich hier die Leistung der Windkraft etwa um den Faktor 2,8. Gerade in Anbetracht der rückläufigen Entwicklung während der vorletzten Dekade ist die Verfügbarkeit ausreichender Fertigungskapazitäten anzuzweifeln.

(1406) Grundsätzlich unterschiedliche Annahmen treten auch in Bezug auf die Entwicklung der äquivalenten Volllaststunden zu Tage. Bei IER ist in den Hauptszenarien bis 2010 ein

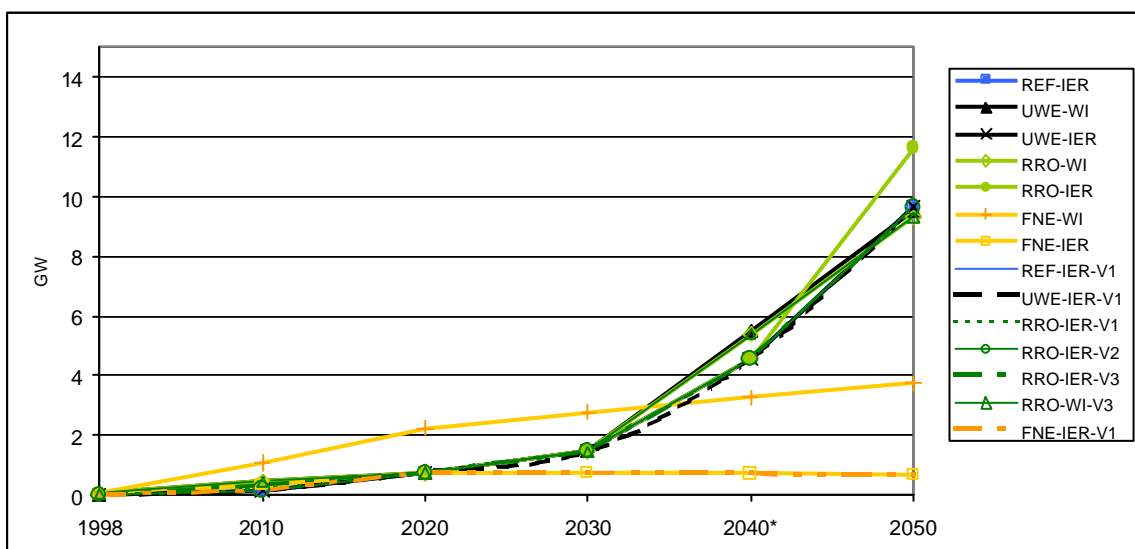
Rückgang der äquivalenten Volllaststunden im Bereich von 1,6 % bis 1,8 % beschrieben, dem danach ein Anstieg folgt; in den Varianten streuen die Werte im Bereich von 0,8 % bis 4 %. In 2050 liegt der Wert wegen starker Ausschöpfung windschwacher Regionen bei etwa 2.350 Stunden.

(1407) WI geht demgegenüber von einem kontinuierlichen Anstieg der äquivalenten Volllaststunden aus. Von 1998 bis 2010 steigt der Wert um etwa 26 % (1.634 h in 1998 auf 2.060 h in 2010). Im Jahr 2050 wird dann ein Wert von 2.400 Stunden erreicht, was mit dem sukzessive zunehmenden Anteil der offshore-Nutzung begründet wird.

- Photovoltaik

(1408) In den Hauptszenarien zeigt nur das RRO beim IER eine Entwicklung, die von der Referenz deutlich nach oben abweicht (vgl. Abbildung 5-23). Der hier erreichte Zielwert liegt etwa 21 % über dem der Referenzentwicklung. Eine deutliche Unterschreitung der Referenz zeigt das FNE-Szenario beider Institute. WI bleibt hier etwa 61 % unter der Referenz, bei IER sind es ca. 93 %. Hier gehen die beiden Institute von jeweils unterschiedlichen Größenordnungen aus, die notwendig sind, um der von der Kommission auch für dieses Szenario geforderten technologischen Entwicklung der Photovoltaik Rechnung zu tragen. Die übrigen Szenarien weisen nur geringe Abweichungen von der Referenzentwicklung auf.

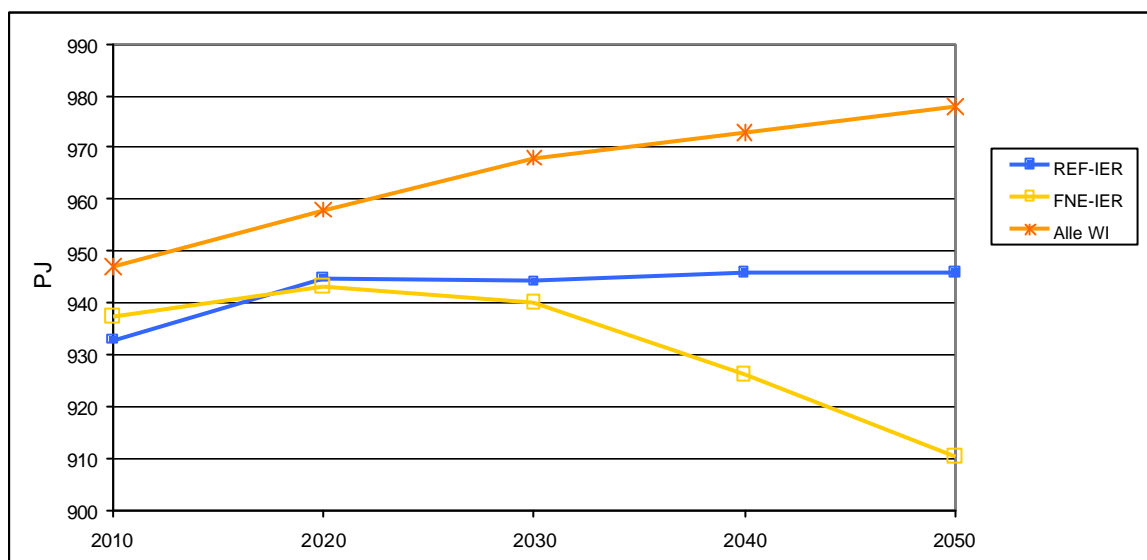
Abbildung 5-23: Entwicklung der Netto-Engpassleistung der Photovoltaik in den Szenarien in GW



¹ vgl. Zwischenbericht Szenarienstudie.

(1409) Die Betrachtung der äquivalenten Volllaststunden der Photovoltaik (Abbildung 5-24) zeigt, dass beide Institute unterschiedliche Annahmen sowohl in Bezug auf die Anfangswerte als auch für die weitere Entwicklung treffen. Innerhalb der verschiedenen Szenarien legt WI hier die gleiche Entwicklung – die deutlich oberhalb der Referenz verläuft – zugrunde. Im Betrachtungszeitraum steigt die Zahl der äquivalenten Volllaststunden bei WI von 947 auf 978 Stunden an.

Abbildung 5-24: Äquivalente Volllaststunden der Photovoltaik im Verlauf der Szenarien in Stunden pro Jahr

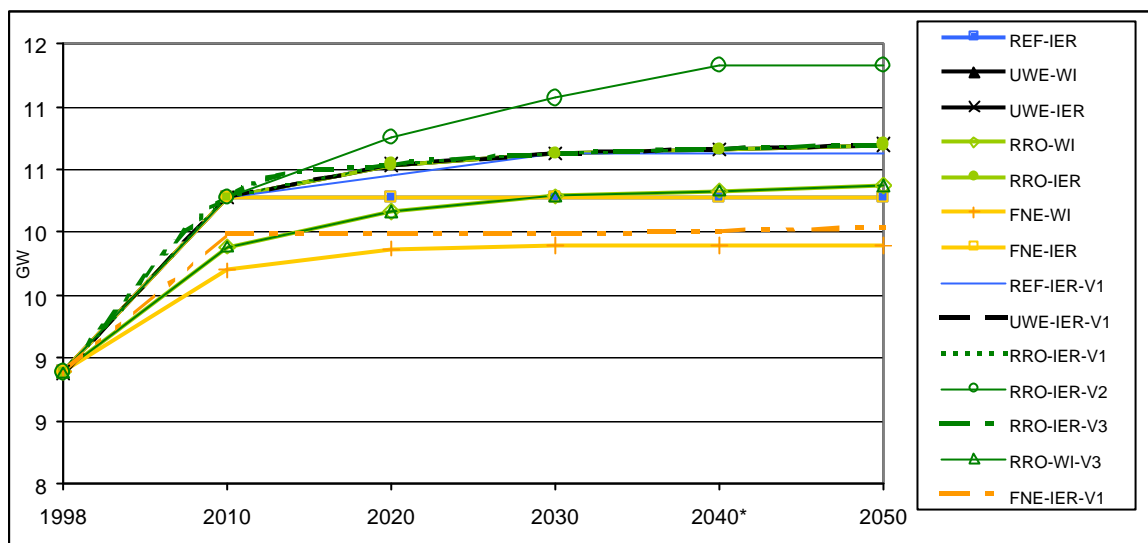


(1410) Bei IER entwickelt sich die Anzahl der äquivalenten Volllaststunden in den Szenarien UWE und RRO nahezu identisch zur Referenz (ca. 933 h in 2010; 946 h in 2050). Demgegenüber findet in den FNE-Szenarien des IER ein deutlicher Abfall statt, der aus technologischer Sicht nicht begründbar erscheint.

- Wasserkraft

(1411) Gut erkennbar sind die unterschiedlichen Basisannahmen bezüglich der Netto-Engpassleistung der Wasserkraft (Abbildung 5-25). Hier werden je nach Szenariophilosophie und Institut unterschiedliche Potenziale restlos ausgebaut, die allerdings relativ vorsichtig und unter Umweltschutzprinzipien vorgegeben wurden. In der zeitlichen Entwicklung zeigen die Szenarien nur geringe Abweichungen.

Abbildung 5-25: Entwicklung der Netto-Engpassleistung der Wasserkraft in den Szenarien in GW

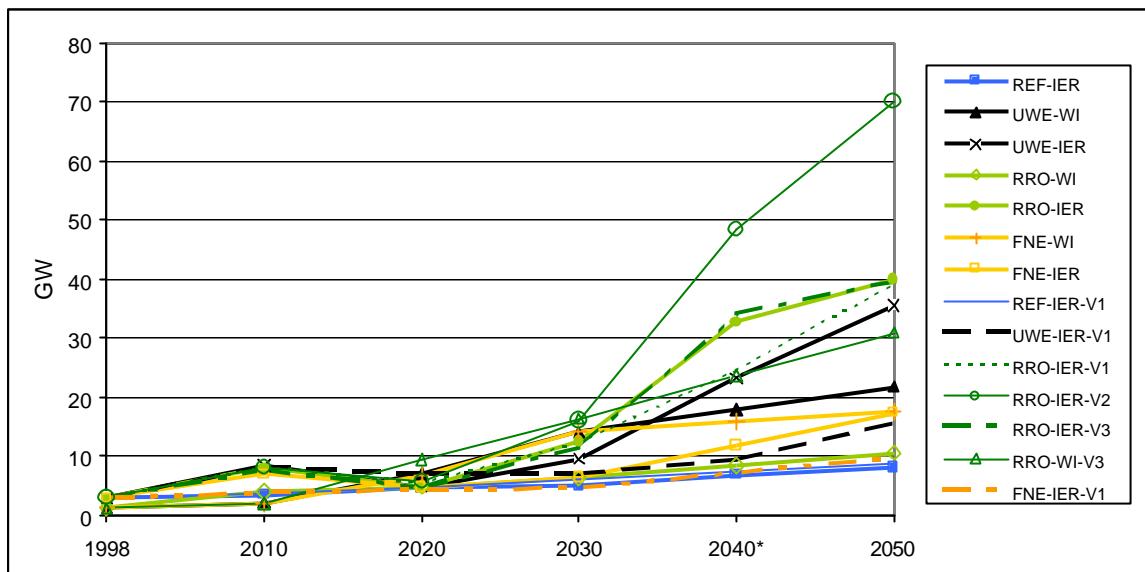


(1412) Beide Institute legen in etwa die gleiche Stromproduktion zugrunde. In allen Szenarien wird von einem Rückgang der Nettoproduktion in der ersten Dekade ausgegangen. In der Folgezeit zeigen die Modelle wieder einen Anstieg der äquivalenten Netto-Volllaststunden, der allerdings sehr stark variiert.

- Andere Brennstoffe

(1413) Geothermie, Biogas, Biomasse, Müll und Wasserstoff aus erneuerbaren Energien konstituieren die „anderen Brennstoffe“ (vgl. Abbildung 5-26). Auch in diesem Bereich fallen die Ausgangswerte bei beiden Instituten leicht unterschiedlich aus. In allen Hauptszenarien liegt der Ausbau deutlich über dem des Referenzverlaufs. Für das Jahr 2050 reicht die Bandbreite der Ergebnisse von etwa 17 GW bis zu 40 GW (Werte für 1998: 2,9 GW bei IER; 1,2 GW bei WI).

Abbildung 5-26: Entwicklung der Netto-Engpassleistung der Stromerzeugung aus sonstigen Brennstoffen in den Szenarien in GW



(1414) Der deutlichste Ausbau dieser vielfältigen Technologiegruppe findet im Szenario zur solaren Vollversorgung statt. Hier spielt die Verstromung von Biomasse, geothermischer Wärme, Biogas, Wasserstoff und Müll größenordnungsmäßig eine ähnliche Rolle wie heutzutage Steinkohle, Braunkohle und Kernkraft zusammen. Technisch sind diese also durchaus substituierbar. Die größten Anteile entfallen hierbei auf die Geothermie im Hot-Dry-Rock-Verfahren (aus der z.B. in 2050 bei FNE-IER 13 TWh/a in Kraft-Wärme-Kopplung und zusätzlich 29 TWh Strom ungekoppelt erzeugt werden) und auch auf die Biomasseverstromung.

5.2.2.5 Nuklearenergie

(1415) Mit Ausnahme der Variante 3 des REG-/REN-Szenarios (RRO), bei dem von einem vorgezogenen Ausstieg aus der Kernenergie schon vor 2010 ausgegangen wird, sowie der FNE-Szenarien zeigt keines der Szenarien eine signifikante Änderung in der Netto-Engpassleistung der Kernkraftwerke bis 2010 (vgl. Abbildung 5-27). Im weiteren Verlauf folgen die Szenarien UWE und RRO dem geplanten Ausstieg aus der Kernkraft und zeigen somit lediglich geringe Abweichungen vom Referenzszenario.

(1416) Nur die FNE-Szenarien weisen entsprechend der Szenarioannahmen einen Ausbau der nuklearen Stromgewinnung auf (vgl. Abbildung 5-28). Dabei wird in der Simulation des WI der Anteil der Kernenergie an der Stromerzeugung begrenzt, um ein Mindestmaß an Diversifizierung sicherzustellen; beim IER wird keine Nutzungsgrenze gesetzt. Bis zum Jahr 2050 entspricht der Ausbau bei IER etwa einer Vervielfachung gegenüber 1998, bei WI ist es etwa eine

Verdreifachung. Lediglich die Variante 1 von FNE-IER, in der niedrigere Kostenannahmen für Kernkraft getroffen werden, zeigt eine noch stärker ausgeprägte Zunahme.

Abbildung 5-27: Entwicklung der Netto-Engpassleistung in der nuklearen Stromerzeugung der Szenarien in GW

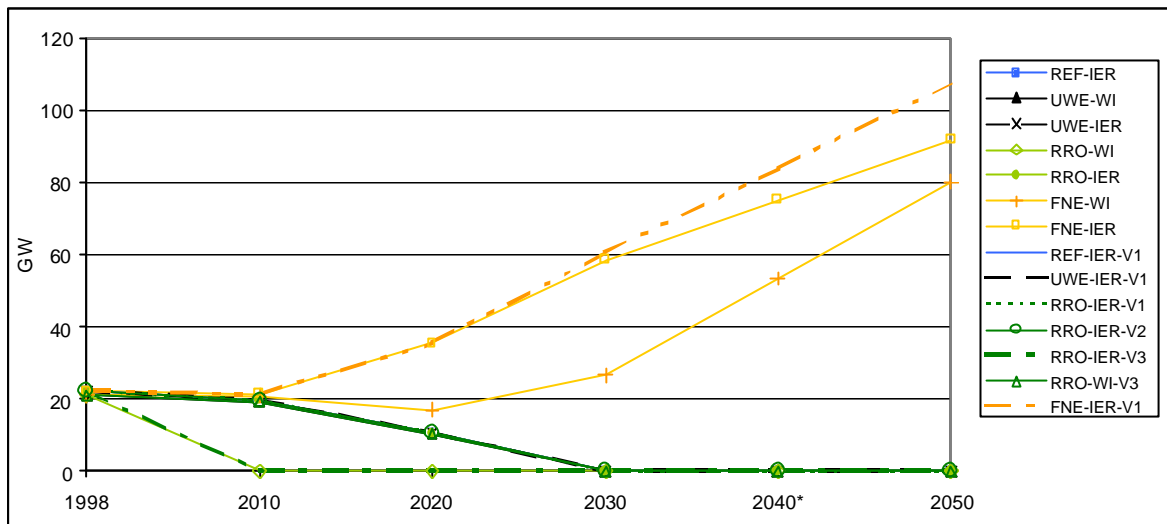
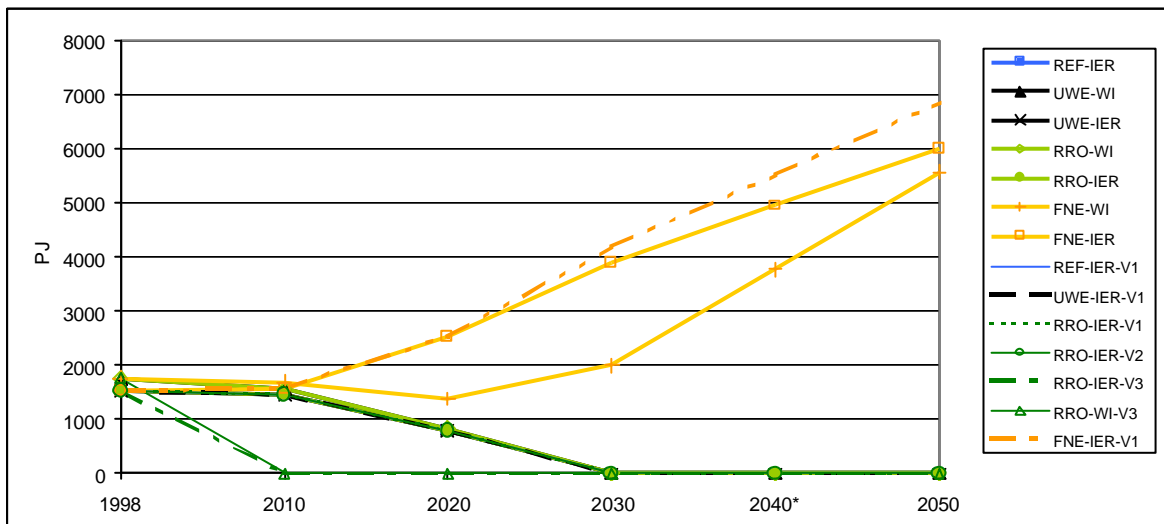


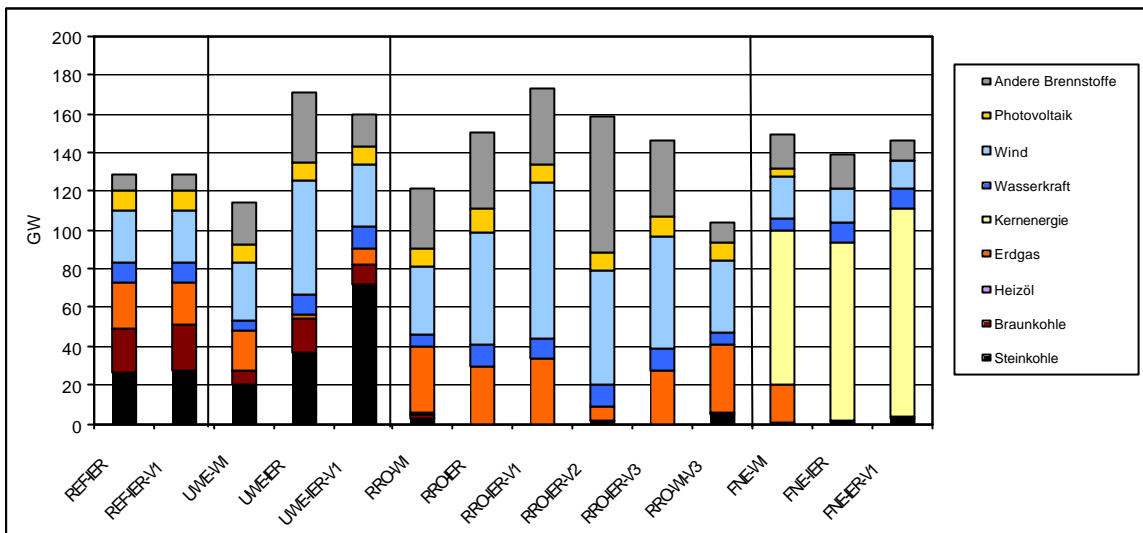
Abbildung 5-28: Entwicklung der Nuklearenergie im Primärenergieverbrauch der Szenarien in PJ



(1417) Die Entwicklung der Kernenergie erfolgt im Szenario des IER annähernd linear. WI simuliert einen leichten Rückgang von 2010 bis 2020, dem nach einer moderaten Zunahme bis etwa 2020 eine starke Zunahme ab 2030 folgt. Der Anteil am Primärenergieverbrauch im FNE-Szenario beider Institute erreicht im Jahr 2050 Werte um 50 %.

5.2.2.6 Zusammenfassung und Bewertung

Abbildung 5-29: Zusammensetzung des Kraftwerksparks der verschiedenen Szenarien im Jahr 2050 in GW



(1418) Abbildung 5-29 stellt die aus den Simulationen resultierenden Kraftwerkspportfolios im Jahr 2050 dar. Die resultierenden Nettostrommengen werden in Abbildung 1-3 zusammengestellt. Deutlich sind die vier Szenarienfamilien zu unterscheiden. So unterschiedlich die Lösungen der Berechnungen des WI und des IER sind, so unterschiedlich die Ausbaupfade in den einzelnen Szenarien sind: In keinem Szenario gibt es grundsätzliche Probleme, die gewünschten Technologiepotenziale auszubauen.

(1419) Trotz der unterschiedlichen Annahmen der beiden Institute kann man ableiten, dass die beschriebenen Szenarien technologisch darstellbar sind, solange die angenommenen zukünftigen Entwicklungen sich realisieren. Dies ist nur im Fall der CO₂-Speicherung fraglich, wo einige der Annahmen noch nicht in Demonstrationsanlagen realisiert wurden.

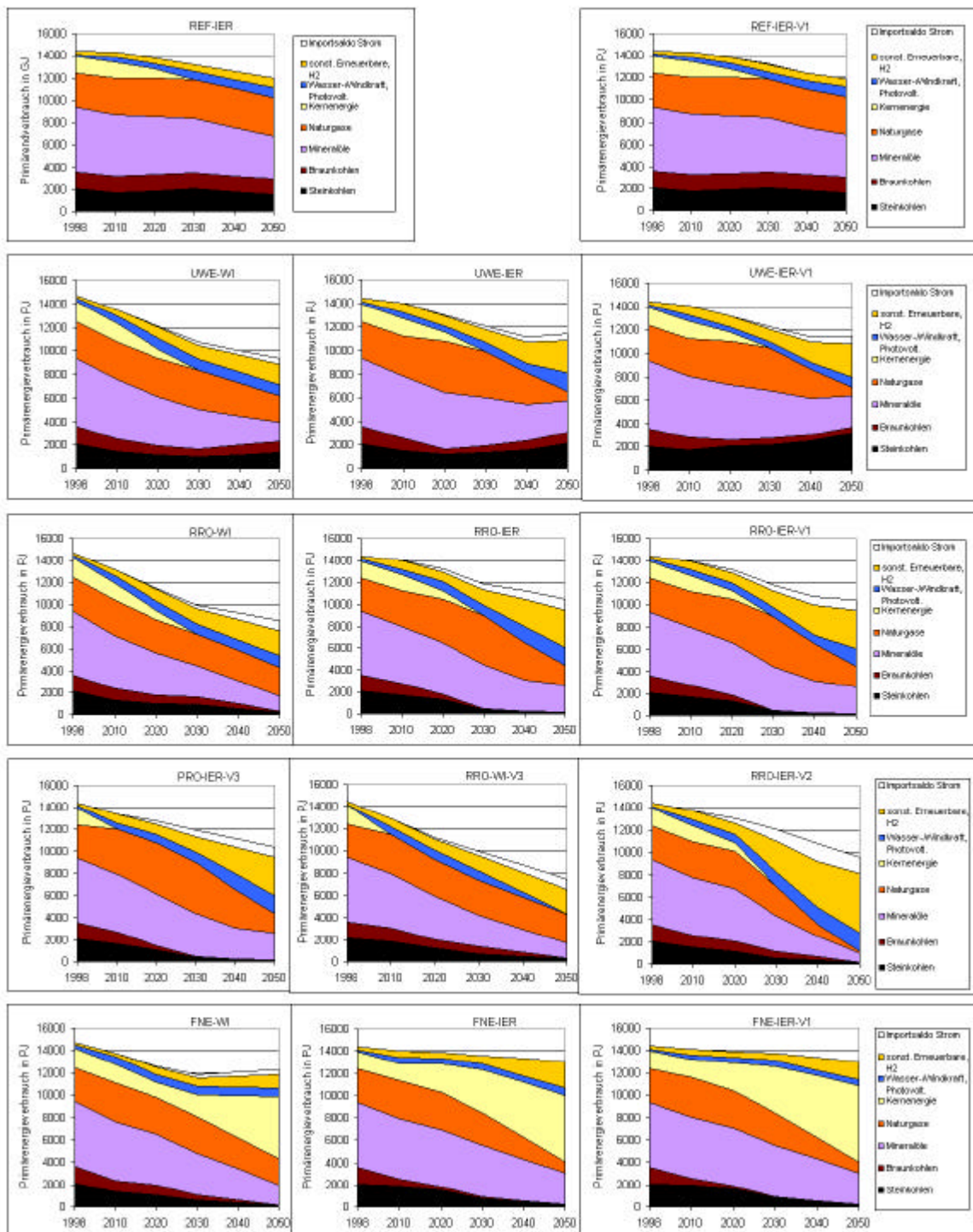
(1420) Modell-immanent sind bei den IER-Szenarien teilweise große, manchmal unrealistische Variationen der Ausbaustrategien in nur einem Jahrzehnt zu beobachten. Die Potenziale an erneuerbaren Energien reichen in allen Szenarien – auch in der Vollversorgungsvariante – aus, um die benötigten Ausbaupfade zu realisieren. Dabei werden beim IER in einigen Fällen höhere Installationsraten erreicht als beim WI. Die Unterschiede in der Endenergienachfrage führen, analog zum Ausbau der Kraftwerkskapazität, zu einem geringeren Ausbau beim WI als beim IER.

(1421) Kasten 5-1 verdeutlicht dies noch einmal im Vergleich aller Ausbaupfade. Folgende Schlussfolgerungen können hier allgemein gezogen werden:

- Auf die Kernkraft kann verzichtet werden. Unter Nachhaltigkeitskriterien muss auf die Kernkraft verzichtet werden.
- Eine maßgebliche Rolle für Stein- und Braunkohle kann nachhaltig nur dann aufrechterhalten werden, wenn die dauerhafte CO₂-Speicherung technisch und zu erschwinglichen Kosten gelöst wird.
- Erdgas nimmt, insbesondere in den Szenarien des IER, eine wichtige Brückenfunktion beim endgültigen Übergang zu CO₂-freien Energieträgern ein.
- Eine solare Vollversorgung ist möglich. Somit ist die „REG/REN-Offensive“ in ihrer Hauptform ein durchaus gangbarer und logischer Entwicklungspfad, der auch für Zeiträume jenseits der hier betrachteten Horizonte weitere Entfaltungsmöglichkeiten zulässt.

(1422) Zusammenfassend können nur gegen die zukünftige Entwicklung im Sinne der REG/REN-Offensive keine schwerwiegenden Bedenken aufgrund von Nachhaltigkeitserwägungen oder ungelöster technischer Probleme eingewendet werden. Die Kommission empfiehlt daher eine Orientierung in diese Richtung.

Kasten 5-1: Primärenergieverbrauch in den verschiedenen Szenarien in PJ



5.2.3 Kosten der Szenarien

(1423) Die gesamtwirtschaftlichen Kosten eines Energiesystem bilden ein wesentliches Kriterium für die Bewertung verschiedener Entwicklungspfade. Bei Szenarien, die weit in die Zukunft reichen, ist dieser Bewertungsmaßstab angesichts der erheblichen Quantifizierungsprobleme allerdings mit beträchtlichen Unsicherheiten verbunden. Hinzu kommt –s.u. – noch eine Reihe von Interpretationsproblemen mit Blick auf den Charakter der zugrunde liegenden Kosten (z.B. einzelwirtschaftliche bzw. volkswirtschaftliche Kosten; interne und/oder externe Kosten u.ä.). Ungeachtet dieser Schwierigkeiten sind bei den Szenarien, die für die Kommission erarbeitet wurden, die jeweiligen Systemkosten ermittelt und ausgewiesen worden.

(1424) In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Modellrechnungen kostenseitig miteinander verglichen. Dies ist jedoch nur eingeschränkt möglich, da die Gutachter von verschiedenen Annahmen ausgingen und entgegen der ursprünglichen Zielsetzung der Enquete-Kommission von den Gutachtern auch noch unterschiedliche Basisdatensätze verwendet wurden. Die wichtigsten Unterschiede in Basisannahmen, Berechnungsverfahren, Ergebnissen und Bewertungen werden im Folgenden analysiert und diskutiert.

(1425) Ein wesentlicher Input für die Modellrechnungen, insbesondere bei Optimierungsmodellen für den Energiesektor, sind die Kosten, die für Brennstoffe, Investitionen und Transaktionen angesetzt werden. Die Kommission hat wesentliche Basisdaten für die gesamte Studie einheitlich vorgegeben. Zu diesen Basisdaten gehören die Importenergeträgerpreise für Kohle, Öl und Erdgas¹ sowie die Investitionskosten und die Finanzierungsparameter (Zinssätze, Abschreibungsmethoden, Nutzungsdauern) für typische konventionelle und regenerative Energietechnologien.² Bei der Fülle der Daten, die für eine so hochkomplexe Simulations- bzw. Optimierungsrechnung nötig sind – die Modelle rechnen jeweils mit mehreren tausend technologischen Varianten und Maßnahmen – konnte und wollte die Kommission die Basisdaten jedoch nicht vollständig vorgeben bzw. harmonisieren und beschränkte sich auf wenige Technologien, die erfahrungsgemäß eine besondere Rolle spielen.

(1426) Die Studiennehmer mussten im Rahmen der vorgegebenen Spielräume zusätzlich eigene Annahmen treffen. Zudem wurden die vereinbarten Vorgaben der Kommission von den Studiennehmern teilweise unterschiedlich interpretiert und implementiert. Beispielsweise wurden die Kosten für Einspartechnologien und Effizienzmaßnahmen in den Nachfragesektoren

¹ vgl. Analyseraster im Anhang.

² vgl. Kap. 4.3.6 und Zwischenbericht Szenarienstudie.

Industrie, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Haushalte von den Studienteilnehmern im Sinne der Ergebnisse der Potenzialstudie der Kommission¹ weiter detailliert. Dabei ließen sich Unterschiede zwischen den Ansätzen der beiden Institute nicht vermeiden. Im Ergebnis der Berechnungen zeigt sich jedoch, dass selbst kleine Abweichungen in den Kostenannahmen zu relativ großen Unterschieden in den Ergebnissen führen können. In den nächsten Abschnitten wird dies an Hand exemplarischer Beispiele verdeutlicht.

(1427) Zusätzlich zu den Unterschieden zwischen den Berechnungen der Gutachter wurden methodische Ansätze verwandt, die die Vergleichbarkeit, aber auch die Aussagekraft der Kostenberechnungen einschränken. So folgen die Berechnungen einem gesamtwirtschaftlichen Ansatz, d.h. sie werden auf *Kostenbasis* durchgeführt. Bei diesem methodischen Ansatz werden gesellschaftliche Transfers, Gewinne, Subventionen etc. ausgeblendet, die neben den Kosten Eingang in die *Preise* finden. In der realen Welt folgt das ökonomische Entscheidungskalkül der Wirtschaftssubjekte natürlich nicht den Kosten sondern den Preisen. So werden beispielsweise bei den auf Kosten aufbauenden Berechnungen im Verkehrssektor für die Kraftstoffe nur die Gestehungskosten, d.h. ohne Mineralölsteuer (die als gesellschaftlicher Transfer jedoch bis zu 80 % des Preises determiniert) in Ansatz gebracht. Hier führen die Modellrechnungen zu deutlich anderen Ergebnissen als die Entscheidungen eines Wirtschaftssubjekts, das natürlich die Kraftstoffpreise inklusive Mineralölsteuer in Ansatz bringen wird. Weiterhin tendiert die Datenbasis von Energiesystemmodellen zur Überschätzung der Kosten von Investitionsgütern und Energieeffizienztechnologien, da hier – im Gegensatz zur übersichtlichen Anzahl von Energieträgern und Energieerzeugungstechnologien sowie der detaillierten Ermittlung der Kosten über die Umwandlungsketten – die Bereinigung um die gesellschaftlichen Transfers (Steuern, Subventionen, Gewinne etc.) praktisch kaum möglich ist, und daher vor allem für die Nachfrageseite (hohe) Preise und nicht die idealtypisch anzusetzenden Kosten in Ansatz gebracht werden, die mit (niedrigen) Kosten der Angebotsseite konkurrieren.

5.2.3.1 Unterschiedliche Annahmen bei der Energienachfrage

5.2.3.1.1 Rahmenannahmen für die Umsetzung von Effizienzmaßnahmen

(1428) Die Studienteilnehmer haben die Szenariophilosophien insbesondere in den Nachfragesektoren unterschiedlich interpretiert und in ihren Modelle umgesetzt (vgl. Tabelle 5-6). Ein Sektor, in dem dies besonders deutlich wird, ist der Gebäudebereich, für den unterschiedlich hohe Raten für die energetische Sanierung angenommen werden. In den Simulationen des WI

¹ Potenzialstudie.

werden von Anfang an die Energieeinsparungen betont und von vornherein erhöhte energetische Sanierungsraten angenommen. In der jeweils zeitpunktbezogenen Optimierung des IER wird dagegen der Effizienzzuwachs in spätere Jahre verschoben. Die Simulation des WI antizipiert also von vornherein die zukünftige Notwendigkeit der Setzung von Standards, während das Optimierungsmodell des IER die entsprechenden Maßnahmen erst zu dem Zeitpunkt berücksichtigt, in welchem sie – auch aufgrund erhöhter Importrohstoffpreise – den Status der kostengünstigsten Option erreichen. Bei Technologien mit sehr langen Ersatz- oder Sanierungszyklen hat dies natürlich erhebliche Auswirkungen.

(1429) Diese verschiedenen Markteinführungskonzepte und die unterschiedliche Einschätzung der Einsparpotenziale und Kosten der Effizienzmaßnahmen bei den Instituten führen dazu, dass bei WI der Endenergieverbrauch in den Haushalten (Abbildungen 5-5 und 5-6) und im GHD-Sektor (Abbildung 5-7) mehr oder weniger gleichmäßig reduziert wird, während er bei IER relativ lange auf einem konstanten Niveau bleibt und erst später stark reduziert wird. Diese Annahme führt nicht nur zu einer Konzentration von Investitionen in Effizienzmaßnahmen in den letzten Simulationsperioden, die unter Umständen teurer und weniger effektiv ausfallen. Die auch beim Stromverbrauch spät einsetzenden Effizienzmaßnahmen führen auch zum Ausbau von Kraftwerkskapazitäten in früheren Perioden, die in späteren Zeiträumen unter Umständen nicht mehr notwendig sind oder dann billiger gebaut werden könnten.

5.2.3.1.2 *Sektorspezifische vs. globale Optimierung*

(1430) Eine wesentliche Ursache für die Kostendifferenzen zwischen den Szenarien der beiden Studiennehmer ist auch darin zu sehen, dass einerseits eine sektorspezifische, andererseits eine sektorübergreifende, globale Optimierung verfolgt wird. Während WI für die Bestimmung der Nachfrage für einzelne Sektoren von durchaus unterschiedlichen Kalkülen ausgeht und dadurch unter Umständen verschieden hohe marginale Kosten für Einsparmaßnahmen in den Sektoren erhält, optimiert IER in allen Sektoren gleichzeitig. Dies entspricht der Annahme eines vollständig funktionsfähigen Marktes, auf dem alle Akteure des Energiesystems in Bezug auf alle Energieversorgungs- und -einspartechnologien für alle Sektoren in theoretisch idealer Weise konkurrieren. Diese idealen Bedingungen sind jedoch in der Realität nicht anzutreffen. In der Praxis werden eher sektoral unterschiedliche Verhältnisse anzutreffen sein, die durch die Diversität der Investoren bedingt sind – private Hausbesitzer oder Mieter weisen z.B. ein anderes Investitionsverhalten auf als Energieversorgungsunternehmen oder Industriebetriebe (vgl. hierzu Kapitel 6).

(1431) Die von IER simulierte, gesamtwirtschaftliche Allokation von Investitionen und Maßnahmen gibt erste Hinweise auf diejenigen Sektoren, die für die verfolgten Ziele besonders

wichtig sind. Eine belastbare Gesamtaussage kann jedoch erst dann gewonnen werden, wenn die unterschiedlichen Handlungsrationitäten (und -realitäten) in den verschiedenen Sektoren einbezogen werden, wie dies in den Simulationsrechnungen des WI erfolgt. Andererseits erfolgt die Umsetzung von Energiespar- und Emissionsminderungspotenzialen in den einzelnen Sektoren im Simulationsmodell des WI eher intuitiv (basierend auf der Abschätzung der Wirksamkeit und Umsetzbarkeit von Politikinstrumenten) und nicht modell-gestützt. Letztlich können breit fundierte Ergebnisse nur aus einer Gesamtschau beider Ansätze abgeleitet werden.

5.2.3.1.3 Kostendegression bei Effizienztechnologien

(1432) Ein weiterer Unterschied der Szenariophilosophien der beiden Gutachter besteht in den Annahmen über die künftigen Kosten von Effizienztechnologien. WI setzt auch für die Effizienzmaßnahmen Kostendegressionen an und geht dabei von der Annahme aus, dass bei dynamischer Weiterentwicklung die wirtschaftlichen Einsparpotenziale im Vergleich zur Referenzentwicklung im zeitlichen Verlauf auf konstantem Niveau gehalten werden können (d.h. die im Trend jedes Jahr umgesetzte Effizienzsteigerung wächst im Potenzial durch technische Entwicklungen wieder zu). Für das Szenario „REG/REN-Offensive“ wird zusätzlich unterstellt, dass die technischen Potenziale im Rahmen einer Effizienzstrategie durch Lerneffekte und durch eine Forcierung der Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen im Bereich der Einsparttechnologien im Verlauf des Betrachtungszeitraums zu wirtschaftlichen Potenzialen werden.

(1433) IER auf der anderen Seite hält die Kosten von Effizienzmaßnahmen unabhängig von der Szenariophilosophie konstant. Hier wird jedoch angenommen, dass dieselben Effizienzmaßnahmen in späteren Jahren wegen der steigenden Rohstoffpreise schon bei niedrigeren spezifischen Strom- und Brennstoffverbräuchen (z.B. in der Industrie gemessen in MJ/€) kosteneffektiv werden. Dies führt aufgrund der hohen Sensitivität der Modelle auf Energieträgerpreise vor allem im Industriebereich zu einer schnelleren Ausschöpfung von Effizienzpotenzialen.

5.2.3.1.4 Verkehrssektor

(1434) Im Verkehrssektor sind die Annahmen der Studiennehmer derart unterschiedlich, dass es im Ergebnis zu Differenzen im Endenergieeinsatz von bis zu 70 % in einzelnen Szenarien kommt (vgl. 5.2.1.4). Dies führt zu großen Auswirkungen auf der Kostenseite und erschwert die Interpretation der errechneten Systemkosten maßgeblich. Einige der unterschiedlichen Ansatzpunkte, nämlich die Annahmen über die Effizienzentwicklung der Motoren und zukünfti-

ge Antriebssysteme sowie die Annahmen über die Fahrzeugauslastung und den Modal Split, werden hier in ihren Konsequenzen für die Systemkosten andiskutiert.

(1435) Zur Effizienzentwicklung der Fahrzeuge nimmt z.B. WI an, dass bei steigenden Kraftstoffpreisen und einer sich allgemein stärker an Klimaschutz Gesichtspunkten orientierenden Energienutzungskultur ein freiwilliger Übergang der Nutzer auf verbrauchsärmere, hubraumärmere und leichtere Fahrzeuge stattfinden wird. Das Verkehrsverhalten wird stattdessen beim IER auf der Basis der Preise für raffiniertes Mineralöl berechnet, die schon heute nur einen Bruchteil des Endverbraucherpreises ausmachen. Die Auswahl der Effizienzmaßnahmen wird im WI-Modell dagegen aufgrund der einzelwirtschaftlichen Situation getroffen, d.h. sie orientiert sich an real deutlich höheren Kraftstoffpreisen, was zu der Bereitschaft führt, insgesamt deutlich höhere Energieeinsparungen durchzuführen. Dies führt natürlich zu niedrigeren laufenden Kosten pro Personen- und Tonnenkilometer, aber höheren Investitionskosten. Letztere werden allerdings durch den o.g. freiwilligen Umstieg der Verbraucher auf andere Fahrzeuge zumindest zum Teil kompensiert.

(1436) Kostenmindernd wirkt sich auch die Vorgabe der Kommission aus, dass in den Szenarien Umwandlungseffizienz und "REG/REN-Offensive" ohne zusätzliche Kosten ein bestimmter Anteil des motorisierten Verkehrs über kurze Distanzen auf nicht-motorisierte Verkehrsträger übergehen solle. Dies reduziert die Kosten in allen Szenarien.

(1437) Dagegen wirkt die Vorgabe der Kommission eines festgelegten Modal Split des motorisierten Verkehrs in den Szenarien Umwandlungseffizienz und "REG/REN-Offensive" als Bremse für eine Kostenoptimierung, auf die im Szenario „Fossil-nuklearer Energiemix“ von IER verzichtet wurde, wo somit Kosten gespart werden konnten. Durch diesen Optimierungsschritt der Neuverteilung des Verkehrs unter den motorisierten Verkehrsträgern kann, den Rechenergebnissen des IER und den von diesem für die Veränderung des Modal Split unterstellten Kosten folgend, bereits rund die Hälfte der zwischen den Szenarien RRO und FNE ermittelten Differenzkosten erklärt werden – ganz ohne dass die übrigen energiewirtschaftlichen Bereiche involviert sind. Umgekehrt bringt die Festlegung des Modal Splits im Szenario „REG/REN-Offensive“ bereits Mehrkosten gegenüber dem Referenzszenario mit sich, die die Einsparung durch die Verlagerung auf nicht-motorisierte Verkehrsträger überkompensieren.

(1438) In späteren Phasen des modellierten Zeitraumes wird das Mineralöl mehr und mehr verdrängt. Auch hier kommen neue Kostenfaktoren ins Spiel, die zu Unterschieden zwischen den konkurrierenden Modellen führen und eine Interpretation erschweren. Während WI die Brennstoffzelle auf Wasserstoffbasis als *Antrieb* der Zukunft einführt, setzt IER auf die direkte Stromanwendung in Elektrofahrzeugen und Oberleitungsbussen. Dies ergibt sich aus der bei

IER etablierten Stromsubstitutionsstrategie (s.u.), die die Kostenentwicklungen aus dem Stromsektor auf den Verkehrssektor überträgt, d.h. die Szenarien mit einer angenommenen Verbilligung des Stromangebots, insbesondere „Fossil-nuklearer Energiemix“, werden gesamtwirtschaftlich gerechnet noch günstiger.

5.2.3.2 Stromgestehungskosten

5.2.3.2.1 *Berechnungsverfahren für Stromgestehungskosten*

(1439) Von besonderer Bedeutung ist in diesem Zusammenhang die unterschiedliche Fortschreibung der Energieträgerpreise nach 2050 zwischen WI und IER. Die IER-Berechnungsweise und die Annahmen über die Entwicklung der Brennstoffkosten führt insbesondere für die Betrachtung von Kernkraftwerken, die gegen Ende des Zeitspektrums errichtet werden, zu einer günstigeren Bewertung, da zwar für die fossilen Energieträger von weiteren linearen Preissteigerungen ausgegangen wird, für die Brennstoffzykluskosten der Kernkraftwerke nach 2030 aber keine weitere Preissteigerung mehr unterstellt ist. Gegenüber der Berechnungsmethode des WI führt allein der letztgenannte Punkt für das Jahr 2050 schon zu einem Kostenunterschied der Gestehungskosten in Kernkraftwerken von ca. 0,2 Ct./kWh_{el}, der sich bis 2070 auf etwa 0,4 Ct./kWh_{el} erhöht. Die von IER durchgeführte Fortschreibung des Anstiegs der Steinkohlepreise führt zusätzlich zu einer Differenz von rund 0,5 Ct./kWh_{el} in 2070.

5.2.3.2.2 *Weitere Unterschiede bei der Behandlung der Kernenergie*

(1440) Neben den Unterschieden bei der Fortschreibung der Brennstoffpreise, werden vom IER auch weitere Vorgaben gewählt, die sich zu Gunsten der Kernkraft auswirken. So wurden statt den für neue Kernkraftwerke im Szenario FNE vorgegebenen 40 Betriebsjahren, die etwa 32 Volllastjahren entsprechen, in der IER-Berechnung für das Szenario „Fossil-nuklearer Energiemix“ für die bestehenden Anlagen 40 Volllastjahre angesetzt (ca. 50 Betriebsjahre), also eine Lebensverlängerung um 25 %. Dadurch errechnen sich vor dem Hintergrund der auf die Lebenszeit der Anlagen annuitätisch umgelegten Investitionskosten für Kernkraftwerke erheblich günstigere Stromgestehungskosten. Darüberhinaus ist zu hinterfragen, inwieweit die unterstellte Lebensdauererlängerung nicht zwangsläufig mit zusätzlichen Aufwendungen im Bereich Nachrüstung und Sicherheitstechnik verbunden ist. Nach Angaben der Studiennehmer gehen etwa 6 bis 7 % der Unterschiede in den Differenzkosten zwischen den Szenarien „REG/REN-Offensive“ und „Fossil-nuklearer Energiemix“ auf die von IER gesetzte Annahme von 40 Volllastjahren der Kernkraftwerke (ohne Berücksichtigung der Kosten von Ertüchtigungsmaßnahmen) zurück.

(1441) In den Vorgaben der Kommission für die Kraftwerksdaten wurden die Brennstoffzykluskosten für die Kernenergie lediglich bis zum Jahr 2030 fixiert. Dabei wird mit einem Anstieg von ca. 1,1 Ct./kWh_{el} im Jahr 2000 auf ca. 1,4 Ct./kWh_{el} im Jahr 2030 gerechnet. Die Kommission ging, ähnlich wie bei den fossilen Energieträgerpreisen, von einer weiteren, linearen Steigerung aus. Das WI ist dem in seinen Berechnungen gefolgt und kommt für 2050 zu Kosten von ca. 1,6 Ct./kWh_{el}. Dagegen hält das IER den Wert von 2030 auch für das Jahr 2050 und darüber hinaus konstant. Damit weicht das IER ausschließlich bei der Kernenergie von den ansonsten weitgehend linearen Preisentwicklungspfaden ab. Angesichts der auch hier zu erwartenden steigenden Kosten etwa für die Urangewinnung und -aufbereitung, bei zunehmendem Anfall hochradioaktiver Abfälle und bei der heute noch ungelösten Endlagerungsfrage hält die Kommission dies nicht für plausibel.

(1442) WI schätzt überschlägig, dass bei einer mittleren Kernenergiestromerzeugung von etwa 600 TWh/a im Zeitraum 2030 bis 2050 die unterschiedlichen Annahmen für die Brennstoffzykluskosten (0,2 Ct./kWh_{el} im Jahr 2050) zu einer Differenz von 0,61 Mrd. €/a bzw. rund 12,3 Mrd. € kumuliert führen. Berücksichtigt man wegen der Transportkosten im Mittel höhere Kosten für die Steinkohle von größenordnungsmäßig 0,2 Ct./kWh_{el}, so resultieren bei einem mittleren Beitrag der Steinkohle zur Stromerzeugung im Referenzszenario von 180 TWh (zwischen 2000 und 2050) höhere Differenzkosten zugunsten des FNE-Szenarios von kumuliert 18,4 Mrd. €. Ob und inwieweit sich diese Differenzen aufgrund der im Modell angewendeten dynamischen Berechnungsweise erhöhen, kann nicht bestimmt werden. Ein weiterer Faktor, der sich ebenfalls kostensenkend auf das Szenario „Fossil-nuklearer Energiemix“ auswirkt, ist die Tendenz beider Gutachter zur maximalen Auslastung der Kernkraftwerke (fast immer > 7.200 h/a), die zu minimalen Stromgestehungskosten führen (Tabelle 5-10, vgl. Abschnitt 5.2.1.2.8).

Tabelle 5-10: Mittlere Auslastung des gesamten Kraftwerksparks in den Hauptszenarien (Nettostromerzeugung zu Nettoengpassleistung)

Szenario	Institut	1998	2010	2020	2030	2040	2050
Referenzszenario		4462	4735	4863	4751	kA	4332
UWE	IER	4468	4325	4486	3910	3585	3549
UWE	WI	4768	4878	4446	4117	kA	3672
RRO	IER	4468	4385	4258	4061	3269	3130
RRO	WI	4768	4784	4413	4097	kA	3177
FNE	IER	4468	4210	4793	4891	5354	5765
FNE	WI	4768	4974	4748	4533	kA	5206
FNE Kernkraftwerke	IER	6858	7443	7520	7263	7211	7178
FNE Kernkraftwerke	WI	7247	7252	7250	7250	kA	6845
kA = keine Angaben							

5.2.3.2.3 *Weitere unterschiedliche Annahmen*

(1443) Neben den angeführten Faktoren können noch andere Annahmen und Berechnungsmethoden zu den Unterschieden in den Stromgestehungskosten beitragen, die allerdings im Nachhinein nicht mehr vollständig rekonstruiert, sondern nur noch in Ansatzpunkten diskutiert werden können.

(1) Beispiele für solche Faktoren sind die von den Studiennehmern getroffenen Annahmen über Transportaufwendungen für Brennstoffe. IER geht in den Rechnungen für die Steinkohle von Transportaufwendungen von im Mittel 30 % aus. Dies entspricht eigenen Angaben zufolge einem Mix aus küstennahen Standorten und solchen, die nur durch teuren Binnenschifftransport bzw. sehr teuren Bahntransport zu erreichen sind (die Gesamtspanne wird mit 7 bis 53 % angegeben). Dagegen geht WI von deutlich geringeren Transportkostenanteilen aus, nämlich von rund 15 % im Jahr 2010 fallend auf etwa 10 % im Jahr 2050. Das entspricht angesichts der unterstellten steigenden Kohlepreise real etwa konstanten Aufwendungen für den Transport. Ein geringerer Satz scheint dem WI allein deshalb gerechtfertigt, weil im Szenario Umwandlungseffizienz eine zentralisierte, großmaßstäbliche Kohleverstromung mit CO₂-Entsorgung wegen der hierzu als Endlager notwendigen ausgeförderten Erdgas-/Erdölfelder tendenziell eher an der Küste erfolgen wird. Auch unter Referenzbedingungen mit stark zunehmender Kohleverstromung wird sich das Gewicht stärker zu küstennahen Standorten verlagern. Für das Jahr 2050 ermittelt sich aus den unterschiedlichen Annahmen eine Differenz von rund 0,45 €/GJ bzw. 0,82 €/MWh, was bei einem Wirkungsgrad der Kohlekraftwerke von 52 % zu zusätzlichen Kosten von etwa 0,3 Ct./kWh_{el} führt.

(1445) Für die Braunkohle geht IER von Gewinnungskosten von 9 €/t bei jährlichen Steigerungsraten von 1,5 %/a aus (entsprechend 1 €/GJ). WI unterstellt hier im Jahr 2000 gegenüber den Unternehmenszielwerten rd. 30 % höhere Werte, legt allerdings nur eine Preissteigerung von 0,8 %/a zugrunde. Diese beispielhafte Darstellung von Faktoren, die die Vergleichbarkeit der Systemkosten erschweren, mag genügen.

5.2.3.2.4 *Erneuerbare Energien*

(1446) Für die Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen wurde angenommen, dass durch eine zügige, weltweite Markteinführung in den nächsten Jahrzehnten deutliche Kostendegressionseffekte eintreten werden (vgl. Kapitel 4.3.6). Diese wurden in beiden Modellen in gleichem Maße berücksichtigt. Zudem wurde einheitlich angenommen, dass die Lerneffekte in der Kostendegression exogen sind, d.h. sie finden durch Massenabsatz der Technologien auf dem Weltmarkt statt, und werden nicht von den deutschen Zubauzahlen maßgeblich beeinflusst.

(1447) Es gibt trotzdem Unterschiede, die vor allem durch die Wahl der regenerativen Energietechnologien und indirekt durch die verschiedene Einschätzung der Einsparpotenziale bedingt sind. IER setzt die auf absehbare Zeit billigste erneuerbare Technologie Windkraft bis zur vorgegebenen Potenzialgrenze ein. Diese fluktuierende Stromerzeugungsform bedarf relativ hoher back-up Kapazitäten, um bei wenig Wind die Versorgungssicherheit der Stromversorgung zu gewährleisten. Der Einsatz von Windenergie, verstärkt durch eine hohe Stromnachfrage, führt daher im Modell simultan zu einem Zubau an konventioneller Kapazität als back-up-System und erhöht somit vermutlich im Endeffekt die Kosten der Erreichung der vorgegebenen Steigerung von REG-Anteilen. Im Gegensatz dazu werden beim WI auch andere Parameter mitbetrachtet, die die Wahl der regenerativen Energien mitbestimmen.

(1448) Tendenziell führt die vollständig exogene Festlegung von Kostendegressionen bei rein ökonomisch gesteuerten Modellen wie dem des IER dazu, dass aufgrund des Zusammenspiels von Diskontierung und Lernkurven Investitionen für die langfristigen Ausbauziele so spät in die Investitionsentscheidungen einfließen, dass in bestimmten Fällen die Kostenoptimierung wegen nicht ausgeschöpfter Lerneffekte möglicherweise nicht zu niedrigstmöglichen Systemkosten und realistischen Ansätzen führen kann.

(1449) Zudem rechnet das IER-Modell mit einer Geothermie-Potenzialgrenze, die im Szenario des WI gemäß den Vorgaben der Kommission nicht vorgegeben wird. Sobald aber Potenzialgrenzen greifen, bedingt die Logik der IER-Modellierung, dass auf eine teurere Energiequelle oder Einspartechnologie übergegangen werden muss. Zusätzlich eingeführte Potenzialgrenzen verteuern also in diesem Fall den Einsatz regenerativer Energieträger.

5.2.3.2.5 Zusammenfassung der Kosteneffekte

(1450) Die Gesamtheit der unterschiedlichen Annahmen führt zu den in Tabelle 5-11 für 2050 aufgeführten Stromgestehungskosten für fossile und nukleare Stromerzeugung. Bei der Bewertung dieser Ergebnisse ist, wie bereits diskutiert, eine Reihe von aussagebegrenzenden Faktoren zu berücksichtigen, die mit den von den Studiennehmern gewählten Berechnungsverfahren einerseits und mit den von ihnen getroffenen divergierenden Annahmen andererseits verbunden sind. Zu beachten ist weiterhin, dass es sich bei den in Tabelle 5-11 ausgewiesenen Ergebnissen im Wesentlichen um die aus einzelwirtschaftlicher Sicht maßgeblichen Stromgestehungskosten handelt, die externe Kosten von vornherein ausblenden (vgl. dazu Kapitel 5.3). Nimmt man alle diese Faktoren zusammen, so hält die Mehrheit der Kommission schon die vom IER aus einzelwirtschaftlicher Sicht ermittelten Stromgestehungskosten für Kernkraftwerke für wenig belastbar; unter Einbeziehung der externen Kosten wären Kernkraft-

werke aber in jedem Fall gegenüber fast allen konkurrierenden Stromerzeugungssystemen nicht wettbewerbsfähig.

Tabelle 5-11: Stromgestehungskosten für verschiedene Technologien im Jahr 2050 unter verschiedenen Annahmen für die Auslastung in Ct./kWh

(WI: statische Betrachtung, linear steigende Energieträgerpreise nach 2030, IER: dynamische Betrachtung, konstante Kernenergiezykluskosten nach 2030 aber linear steigende fossile Brennstoffpreise)

Auslastung in h/a	4000	4500	5000	5500	6000	6500	7000	7500	8000
Steinkohle									
IER	4,7	4,4	4,2	4,0	3,9	3,8	3,7	3,6	3,5
WI	4,3	4,1	3,8	3,7	3,5	3,4	3,3	3,2	3,1
Braunkohle									
IER	5,1	4,7	4,5	4,3	4,1	4,0	3,8	3,7	3,6
WI	4,7	4,4	4,1	3,9	3,7	3,6	3,4	3,3	3,2
Erdgas									
IER	5,3	5,2	5,1	5,0	4,9	4,9	4,8	4,8	4,8
WI	4,6	4,5	4,4	4,3	4,3	4,2	4,2	4,1	4,1
Kernenergie									
IER	4,8	4,4	4,1	3,9	3,7	3,5	3,4	3,3	3,2
WI	5,8	5,3	5,0	4,7	4,4	4,2	4,0	3,9	3,7

Hemmnisse

(1451) Auch bei der Interpretation der in den Szenarien formulierten Hemmnisse haben beide Institute die Vorgaben der Kommission unterschiedlich interpretiert. Die Kommission hat z.B. das Referenzszenario als Basis aller Berechnungen zugrunde legen wollen, um eine möglichst gute Vergleichbarkeit der verschiedenen Szenarien zu gewährleisten. Das WI hat alle Szenarien auf Basis des Referenzszenarios entwickelt. Kommissionsvorgabe war, dass im Szenario FNE weniger politische Vorgaben greifen als in der Referenz. Dies wurde vom IER so interpretiert, dass dieses Szenario insgesamt weniger Restriktionen unterliegt als das Referenzszenario und deswegen hierfür ein neues Basisszenario einer „hemmnisfreien“ Welt berechnet werden müsste, das als besondere Vergleichsbasis für die Simulationen eines fossil-nuklearen Energiemixes herangezogen wurde. Diese Abweichung von dem von der Kommission vorgegebenen Referenzszenario bedeutet einen erheblichen Kostenvorteil für das Szenario „Fossil-nuklearer Energiemix“ des IER, wie im Folgenden dargestellt wird.

(1) Die energiewirtschaftlichen Weichenstellungen des Referenzszenarios führen gegenüber diesem Basisszenario zu zusätzlichen Kosten von 145,3 Mrd. €98 (kumuliert, nicht abdiskontiert) bzw. 34,11 Mrd. €98 (kumuliert und abdiskontiert auf 1998). Dies bedeutet, dass das

neue Szenario-FNE beim Vergleich mit dem Referenzszenario bereits mit diesem oben genannten rechnerischen Kostenvorteil startet. Diese rechnerische Kostentlastung wird dem Szenario „Fossil-nuklearer Energiemix“ in der IER-Modellierung quasi bereits als Startvorteil „geschenkt“. Immerhin beläuft sich dieser Startvorteil auf zwei Drittel der für eine „REG/REN-Offensive“ zusätzlich durch IER veranschlagten Kosten, und auf das Doppelte der Schätzung von WI für die „Zusatzkosten“ des REG/REN-Szenarios. Wie oben bereits erläutert, hat insbesondere der Verkehrssektor großen Anteil an dieser Kosteneinsparung des „Basisszenarios“ gegenüber dem Referenzszenario – die bei oberflächlicher Betrachtung als Argument für die „billige“ Kernenergie in FNE missbraucht werden könnte.

5.2.3.3 Vergleich der Systemkosten

(1453) Die bisherigen Ausführungen haben gezeigt, mit welchem großen Spielräumen die Veranschlagung der Kosten in der Studie behandelt werden kann, und mit welcher erheblichen Unsicherheiten die Kostenangaben für das Gesamtsystem verbunden sind.

5.2.3.3.1 Direkte Kosten

(1454) Die Gesamtsystemkosten der verschiedenen Szenarien sind aus Abbildung 5-30 ersichtlich. Tabelle 5-12 stellt die kumulierten Differenzkosten bis zum Ende des Betrachtungszeitraums dar; ergänzend werden die mit einer Diskontrate von 4 % auf 1998 abdiskontierten kumulierten Werte ausgewiesen. Dabei fallen die abdiskontierten Werte umso geringer aus, je später Investitionen innerhalb des Modellzeitraumes getätigt werden.

(1455) Es fällt auf, dass die Unterschiede zwischen den Szenarien und die zwischen den Instituten größer sind als die zwischen den von IER gerechneten Hauptvarianten und der jeweiligen Variante 1 (V1), die mit einem von der CDU/CSU und FDP speziell entworfenen alternativen Datensatz für die Investitionskosten gerechnet wurde. Die Veränderungen dieser Ausgangsdaten gegenüber dem Basisdatensatz bestehen im Wesentlichen in Änderungen bei den Wirkungsgraden und bei den ökonomischen Kennziffern von Stromerzeugungs- sowie von KWK-Technologien. Während hier für die fossilen und nuklearen Kraftwerke von Entwicklungen mit stärkeren Kostenreduktionen sowie höheren Wirkungsgradverbesserungen ausgegangen wird, ist bei den erneuerbaren Energien bei den Nutzungstechnologien (inkl. REG-Stromimport) eine im Vergleich mit dem Basisdatensatz langsamere bzw. nicht so starke Senkung der Investitionskosten vorgegeben. Zusätzlich sind auch die REG-Stromimportpotenziale zum Teil niedriger abgeschätzt. Die Tatsache, dass durch diese Änderungen im Vergleich zu den bisher in Kapitel 5.2.3 diskutierten Unterschieden in den Modellansätzen relativ geringe Differenzen auftreten, deutet darauf hin, dass die Modellierung auf diese unterschiedlichen

Annahmen wenig sensitiv reagiert – das Szenario "Fossil-nuklearer Energiemix" zeigt hier die größten Veränderungen, was mit den sehr niedrigen Annahmen für die Kernkraft im Datensatz der CDU/CSU und FDP zusammenhängt.

Abbildung 5-30: Systemkosten in Mrd. Euro

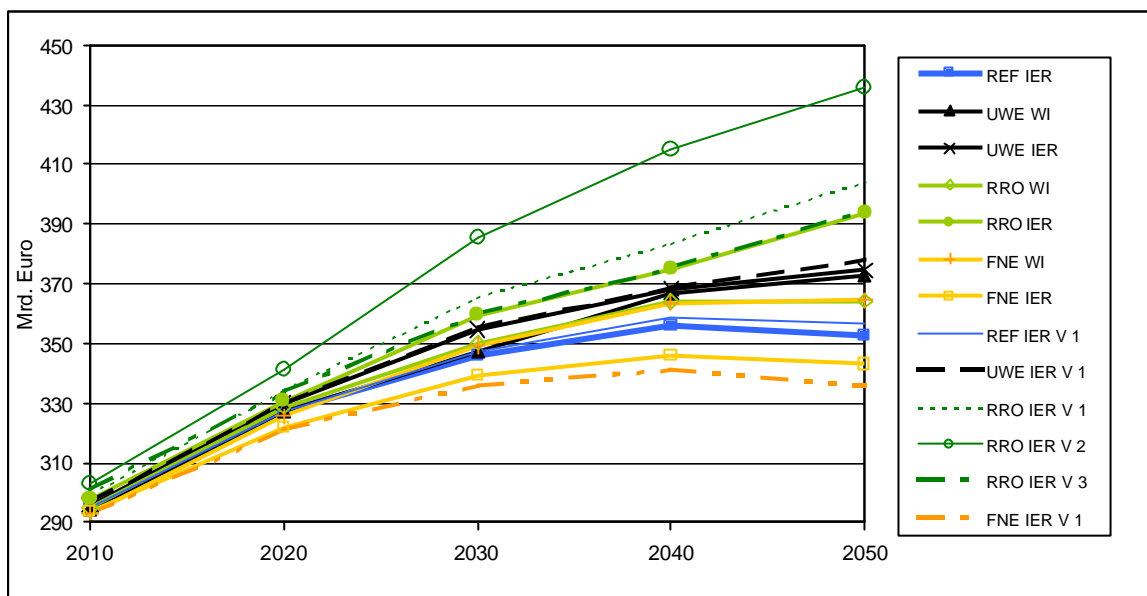


Tabelle 5-12: Kumulierte System- und Differenzkosten in 2050, auch abdiskontiert auf 1998

Systemkosten in Mrd. €	kumuliert	kumuliert und abdiskontiert
Referenzszenario (IER)	19182,6	9280,1
Referenzszenario Var. 1 (IER)	19247,3	9294,6
Differenzkosten in Mrd. €		
UWE (IER)	348,1	78,5
UWE (WI)	226,1	35,7
UWE Var. 1 (IER)	330,6	77,9
RRO (IER)	617,4	142,0
RRO (WI)	201,1	40,4
RRO Var. 1 (IER)	802,8	191,9
RRO Var. 2 (IER)	1721,0	416,0
RRO Var. 3 (IER)	674,9	173,6
FNE (IER)	-334,1	-91,2
FNE (WI)	140,8	15,4
FNE Var. 1 (IER)	-537,1	-139,8

(1) Das Szenario „Fossil-nuklearer Energiemix“ weist in der IER-Modellierung vor allem durch den Wechsel zum oben erläuterten „Basispfad“ rein rechnerisch sogar eine Kostenentlastung aus. Der größte Teil dieser Kostenreduktion hat jedoch nichts mit den energiewirtschaftlichen Bereichen und nichts mit dem Einsatz von Kernkraft zu tun, denn hier wurden, wie oben dargestellt, Differenzkosten von – 145,3 Mrd. € (nicht abdiskontiert) allein wegen dem Übergang auf ein – gegenüber der Referenzentwicklung durch weniger Restriktionen ausge-

zeichnetes – Basisszenario realisiert. Zudem sind Minderkosten von -469 Mrd € (nicht abdiskontiert) gegenüber den anderen Zielszenarien schon allein aufgrund der Veränderungen des Modal Split im Verkehrssektor zurückzuführen. Dies sind über zwei Drittel der Kosten der "REG/REN-Offensive" und mehr als der Nutzen (negative Kosten) der nuklearen Strategie. Die von IER unterstellte längere Lebensdauer von Kernkraftwerken von 40 statt 32 Volllastjahren ist dagegen nur mit kumulierten Differenzkosten von 100 Mrd. Euro zu bewerten. Diese Veränderung erklärt auch beinahe vollständig den Kostenunterschied zwischen WI und IER im Szenario „Fossil-nuklearer Energiemix“.

(1457) Ein weiterer Kostenunterschied erklärt sich aus der tendenziell höheren Umsetzung von Effizienzmaßnahmen beim WI. Hieraus ergibt sich insbesondere bei dem Szenario RRO eine deutlich geringere Notwendigkeit des Ausbaus von Kraftwerkskapazitäten. Berücksichtigt man noch die geringere Auslastung der regenerativen Energietechnologien sowie die teilweise sprunghaften Ausbaupfade (vgl. Kapitel 5.2.2) in den IER-Szenarien, so lassen sich auch die Unterschiede zwischen dem WI und dem IER bei den Szenarien RRO und UWE erklären.

(1458) Generell sollte also der Leser weder die Kostendifferenzen noch die errechneten Gesamtkosten überbewerten. Bereits die Basisdaten, also beispielsweise die zukünftigen Investitionskosten für Kraftwerke, beruhen weitgehend auf Schätzungen. Auch die Kostenentwicklungen für erneuerbare Technologien sowie für Effizienztechniken und ihre erschließbaren Potenziale, oder zu welchen Preisen sich ein Kernkraftwerk einer zukünftigen Generation möglicherweise realisieren ließe, kann nicht mit Bestimmtheit vorausgesagt werden.

(1) Insgesamt decken die Differenzkosten in den Szenarien mit Kernenergieausstieg im Vergleich zum Referenzszenario eine beträchtliche Bandbreite ab. Gegenüber dem jeweils relevanten Referenzszenario bewegen sie sich bei der „REG/REN-Offensive“ zwischen kumuliert 201 Mrd. € (WI-Szenario RRO) und 1.721 Mrd. € (IER-Szenario RRO Variante 2) bzw. kumuliert und auf 1998 abdiskontiert zwischen 40 Mrd. € (WI-Szenario RRO) und 461 Mrd. € (IER-Szenario RRO Variante 2). Bezogen auf die gesamten direkten Systemkosten im jeweiligen Referenzszenario fallen diese Differenzkosten damit um 1,0 bis 6,4 % höher aus.

(1460) Im fossil-nuklearen Szenario reicht die Bandbreite der kumulierten Differenzkosten von -537 Mrd. € (IER-Szenario FNE Variante 1) bis +141 Mrd. € (WI-Szenario FNE). Auf 1998 abdiskontiert ergibt eine Spanne von -140 Mrd. € bis +15 Mrd. €. Zur Erklärung dieser Divergenzen sei auf die vorstehenden Abschnitte, insbesondere auf die Ausführungen zu den unterstellten Kosten für die Kernenergie verwiesen.

(1) Von Interesse ist die Frage, mit welchen Differenzkosten je Einwohner in den einzelnen Szenarien gerechnet werden kann. Details zu den direkten Systemkosten je Einwohner sind

der Tabelle 5-13 zu entnehmen. Danach reichen die (nicht-abdiskontierten) Kosten je Einwohner im Bezugsjahr 2050 (also nicht kumuliert!) in den Szenarien, in denen die Kernenergie langfristig nicht mehr eingesetzt wird, von 170 €/cap. (WI-Szenario RRO) bis etwa 2.330 €/cap. (IER-Szenario RRO Variante 2); auf 1998 abdiskontiert bewegen sich die Werte im Jahr 2050 in diesen beiden Szenarien zwischen 22 €/cap. und 303 €/cap.

(1462) Ein Spiegelbild der absoluten Differenzkosten stellen auch die auf die Zahl der Einwohner bezogenen Differenzkosten in den fossil-nuklearen Szenarien dar: Hier reicht die Bandbreite im Jahr 2050 von 305 €/cap. bis +175 €/cap.; auf 1998 abdiskontiert bewegt sie sich zwischen -40 €/cap. und +23 €/cap.

Tabelle 5-13: Differenz der direkten Systemkosten je Einwohner im jeweiligen Bezugsjahr gegenüber dem relevanten Referenzszenario

	2010	2020	2030	2040	2050
Systemkosten in €/cap.	Nicht-abdiskontierte Kosten				
Referenzszenario (IER)	3592,3	4047,9	4442,7	4858,2	5201,6
Referenzszenario Var. 1 (IER)	3594,4	4051,8	4460,8	4892,8	5256,5
Differenzkosten in €/cap.					
UWE (IER)	11,9	36,4	108,6	164,4	323,1
UWE (WI)	-7,8	3,1	13,3	kA	298,2
UWE Var. 1 (IER)	19,1	32,4	102,1	133,5	318,2
RRO (IER)	35,5	44,8	171,4	257,0	605,3
RRO (WI)	-2,1	19,3	51,7	kA	170,1
RRO Var. 1 (IER)	49,7	85,1	227,8	338,0	702,0
RRO Var. 2 (IER)	98,3	175,6	506,6	801,8	1224,5
RRO Var. 3 (IER)	74,5	82,9	175,3	260,5	615,5
FNE (IER)	-15,5	-65,5	-90,5	-143,1	-143,9
FNE (WI)	-21,8	-19,3	40,3	kA	174,9
FNE Var. 1 (IER)	-29,1	-77,8	-148,2	-238,5	-304,6
Systemkosten in €/cap.	Auf 1998 abdiskontierte Kosten				
Referenzszenario (IER)	2243,7	1708,0	1266,4	935,6	676,7
Referenzszenario Var. 1 (IER)	2245,0	1709,7	1271,6	942,2	683,8
Differenzkosten in €/cap.					
UWE (IER)	7,4	15,4	31,0	31,7	42,0
UWE (WI)	-4,9	1,3	3,8	kA	38,8
UWE Var. 1 (IER)	11,9	13,7	29,1	25,7	41,4
RRO (IER)	22,2	18,9	48,9	49,5	78,7
RRO (WI)	-1,3	8,2	14,7	kA	22,1
RRO Var. 1 (IER)	31,0	35,9	64,9	65,1	91,3
RRO Var. 2 (IER)	61,4	74,1	144,4	154,4	159,3
RRO Var. 3 (IER)	46,5	35,0	50,0	50,2	80,1
FNE (IER)	-9,7	-27,7	-25,8	-27,5	-18,7
FNE (WI)	-13,6	-8,1	11,5	kA	22,8
FNE Var. 1 (IER)	-18,2	-32,8	-42,2	-45,9	-39,6

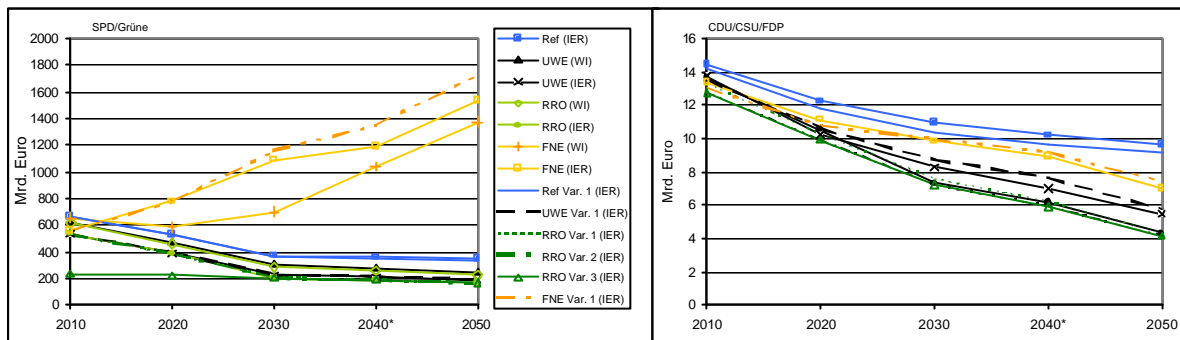
kA = keine Angabe

5.2.3.3.2 Externe Kosten

(1463) Bei einer gesamtwirtschaftlichen Bewertung der Szenarien kommt der Frage der externen Kosten eine entscheidende Rolle zu. Abbildung 5-31 stellt die externen Kosten in der Summe dar, Tabelle 5-14 zeigt die auf die Zahl der Einwohner bezogenen externen Kosten in

den einzelnen Szenarien. Die externen Kosten wurden nicht in die Optimierung in den Szenarien einbezogen, so dass sich in den Szenarien unter Umständen Pfade herausbilden, die im Fall der Internalisierung externer Kosten suboptimal wären. Dabei ist zu berücksichtigen, dass es hier für die Studiennehmer zwei unterschiedliche Vorgaben durch die Kommissionsmehrheit von SPD und Bündnis 90/DIE GRÜNEN einerseits und durch die Kommissionsminderheit von CDU/CSU und FDP andererseits gab.

Abbildung 5-31: Externe Kosten in Mrd. Euro



(1464) Gravierende Unterschiede in der Einschätzung der externen Kosten zeigen sich dabei insbesondere mit Blick auf die Bewertung der Kernenergie, die von der Kommissionsminderheit um Größenordnungen niedriger als von der Kommissionsmehrheit eingeschätzt werden. Der Wert für die externen Kosten der Kernenergie, den die Kommissionsmehrheit ansetzt, beruht auf versicherungsmathematischen Überlegungen zur Absicherung des Risikos. Zumindest wirtschaftliche Schäden, die für gegenwärtige und zukünftige Generationen aus der Nutzung der Kernenergie entstehen können, sollten sich hier widerspiegeln.

(1465) Alle Abschätzungen beruhen auf statischen Betrachtungen in dem Sinne, dass die Schäden einer Emission in der Zukunft genauso viel kosten wie heute. Für alle Szenarien gilt, dass die hier angenommenen externen Kostensätze nicht alle Folgen der Szenarien monetarisieren. Schäden der Erbmasse von Tieren, Menschen oder Pflanzen, z.B. durch radioaktive Belastungen, sind nicht berechenbar, die Kosten einer ausgestorbenen Art nicht ermittelbar. Daher sollten die Berechnungen der externen Kosten nur mit sehr großer Vorsicht zur Bewertung von Szenarien verwandt werden. Die errechneten Zahlen stellen grobe Untergrenzen möglicher Kosten dar.

Tabelle 5-14: Differenz der externen Kosten je Einwohner im jeweiligen Bezugsjahr gegenüber dem relevanten Referenzszenario

	2010	2020	2030	2040	2050
Externe Kosten nach den Vorgaben der Mehrheit der Enquete-Kommission					
Systemkosten in €/cap.	Nicht-abdiskontierte Kosten				
Referenzszenario (IER)	8027,9	6538,6	4743,7	4891,5	5074,8
Referenzszenario Var. 1 (IER)	7995,5	6469,3	4662,7	4813,8	5002,1
Differenzkosten in €/cap.					
UWE (IER)	-1517,6	-1730,0	-1916,6	-2068,1	-2338,4
UWE (WI)	-1679,6	-1706,6	-1726,3	kA	-1847,7
UWE Var. 1 (IER)	-1509,0	-1629,1	-1782,8	-1901,8	-2215,2
RRO (IER)	-1546,6	-1758,1	-2134,8	-2323,7	-2648,8
RRO (WI)	-1729,5	-1808,0	-1912,3	kA	-2200,6
RRO Var. 1 (IER)	-1556,1	-1720,3	-2020,6	-2237,2	-2574,7
RRO Var. 2 (IER)	-1584,8	-1801,6	-2173,9	-2423,4	-2700,0
RRO Var. 3 (IER)	-5172,9	-3802,4	-2117,8	-2327,7	-2647,3
FNE (IER)	-1228,4	3074,2	9232,8	11350,1	17514,9
FNE (WI)	-1349,3	-445,0	3366,5	kA	14716,9
FNE Var. 1 (IER)	-1229,5	3103,0	10183,0	13552,1	20505,1
Systemkosten in €/cap.	Auf 1998 abdiskontierte Kosten				
Referenzszenario (IER)	5014,2	2759,0	1352,2	942,0	660,2
Referenzszenario Var. 1 (IER)	4994,0	2729,8	1329,1	927,0	650,8
Differenzkosten in €/cap.					
UWE (IER)	-947,9	-730,0	-546,3	-398,3	-304,2
UWE (WI)	-1049,0	-720,1	-492,1	kA	-240,4
UWE Var. 1 (IER)	-942,5	-687,4	-508,2	-366,2	-288,2
RRO (IER)	-966,0	-741,9	-608,6	-447,5	-344,6
RRO (WI)	-1080,2	-762,9	-545,1	kA	-286,3
RRO Var. 1 (IER)	-971,9	-725,9	-576,0	-430,8	-335,0
RRO Var. 2 (IER)	-989,9	-760,2	-619,7	-466,7	-351,3
RRO Var. 3 (IER)	-3231,0	-1604,5	-603,7	-448,3	-344,4
FNE (IER)	-767,3	1297,2	2631,9	2185,7	2278,6
FNE (WI)	-842,8	-187,8	959,6	kA	1914,6
FNE Var. 1 (IER)	-768,0	1309,3	2902,7	2609,8	2667,6
Nachrichtlich:					
Externe Kosten nach den Vorgaben der Minderheit der Enquete-Kommission					
Systemkosten in €/cap.	Nicht-abdiskontierte Kosten				
Referenzszenario Var. 1 (IER)	172,7	145,4	132,1	130,7	135,1
Differenzkosten in €/cap.					
UWE Var. 1 (IER)	24,7	53,8	85,3	116,1	125,8
RRO Var. 1 (IER)	21,7	83,7	140,8	239,5	281,5
FNE Var. 1 (IER)	19,0	55,5	101,4	136,9	150,3
Systemkosten in €/cap.	Auf 1998 abdiskontierte Kosten				
Referenzszenario Var. 1 (IER)	107,9	61,3	37,7	25,2	17,6
Differenzkosten in €/cap.					
UWE Var. 1 (IER)	15,5	22,7	24,3	22,4	16,4
RRO Var. 1 (IER)	13,6	35,3	40,1	46,1	36,6
FNE Var. 1 (IER)	11,9	23,4	28,9	26,4	19,6

kA = keine Angabe

(1466) Die unterschiedlichen Einschätzungen zum Ansatz der externen Kosten schlagen sich naturgemäß auch in den Ergebnissen nieder. Nach den Vorgaben der Kommissionsmehrheit sind die externen Kosten je Einwohner in allen Szenarien und Varianten, die auf eine Treibhausgasemissionsminderung um 80 % bis 2050 bei gleichzeitigem Ausstieg aus der Kernenergie setzen, weitaus niedriger als im Referenzszenario; umgekehrt gilt, dass die fossilnuklearen Szenarien erheblich höhere externe Kosten pro Kopf aufweisen. Dagegen sind die

externen Kosten je Einwohner nach den Vorgaben der Kommissionsminderheit in sämtlichen Reduktionsszenarien höher als im Referenzszenario.

5.2.3.3 *Einwohnerspezifische Gesamtkosten*

(1467) Fasst man die einwohnerbezogenen direkten Systemkosten und die externen Kosten zusammen, so ergibt sich das in Tabelle 5-15 dargestellte Bild. Dabei zeigt sich, dass die gegenüber dem Referenzszenario nach den Vorgaben der Kommissionsmehrheit deutlich niedrigeren externen Kosten die höheren einwohnerbezogenen direkten Systemkosten deutlich übertreffen, so dass alle Szenarien, die die Emissionsminderungsziele mit dem Kernenergieausstieg verbinden, in der Summe vorteilhafter abschneiden als das Referenzszenario. Umgekehrt sind die Nachteile der fossil-nuklearen Szenarien evident.

(1468) Dagegen sind unter Berücksichtigung der Vorgaben der Kommissionsminderheit die Gesamtkosten je Einwohner in den Szenarien ohne Kernenergie spürbar höher, im fossil-nuklearen Szenario aber etwas niedriger als im Referenzszenario.

Tabelle 5-15: Differenz der Gesamtkosten (direkte Systemkosten einschließlich externe Kosten) je Einwohner im jeweiligen Bezugsjahr gegenüber dem relevanten Referenzszenario

	2010	2020	2030	2040	2050
Externe Kosten nach den Vorgaben der Mehrheit der Enquete-Kommission					
Systemkosten in €/cap.	Nicht-abdiskontierte Kosten				
Referenzszenario (IER)	11620,2	10586,6	9186,4	9749,7	10276,4
Referenzszenario Var. 1 (IER)	11589,9	10521,1	9123,5	9706,6	10258,6
Differenzkosten in €/cap.					
UWE (IER)	-1505,6	-1693,6	-1807,9	-1903,6	-2015,4
UWE (WI)	-1687,4	-1703,4	-1713,0	kA	-1549,5
UWE Var. 1 (IER)	-1490,0	-1596,7	-1680,7	-1768,3	-1897,0
RRO (IER)	-1511,1	-1713,3	-1963,4	-2066,7	-2043,6
RRO (WI)	-1731,5	-1788,7	-1860,6	kA	-2030,4
RRO Var. 1 (IER)	-1506,4	-1635,2	-1792,8	-1899,2	-1872,7
RRO Var. 2 (IER)	-1486,5	-1626,0	-1667,2	-1621,6	-1475,5
RRO Var. 3 (IER)	-5098,3	-3719,5	-1942,5	-2067,2	-2031,8
FNE (IER)	-1243,9	3008,7	9142,3	11207,1	17371,0
FNE (WI)	-1371,1	-464,4	3406,8	kA	14891,7
FNE Var. 1 (IER)	-1258,6	3025,2	10034,8	13313,6	20200,5
Systemkosten in €/cap.	Auf 1998 abdiskontierte Kosten				
Referenzszenario (IER)	7257,9	4467,1	2618,6	1877,5	1336,9
Referenzszenario Var. 1 (IER)	7239,0	4439,4	2600,7	1869,2	1334,6
Differenzkosten in €/cap.					
UWE (IER)	-940,4	-714,6	-515,4	-366,6	-262,2
UWE (WI)	-1053,9	-718,8	-488,3	kA	-201,6
UWE Var. 1 (IER)	-930,6	-673,7	-479,1	-340,5	-246,8
RRO (IER)	-943,8	-722,9	-559,7	-398,0	-265,9
RRO (WI)	-1081,5	-754,7	-530,4	kA	-264,2
RRO Var. 1 (IER)	-940,9	-690,0	-511,1	-365,7	-243,6
RRO Var. 2 (IER)	-928,5	-686,1	-475,3	-312,3	-192,0
RRO Var. 3 (IER)	-3184,4	-1569,5	-553,7	-398,1	-264,3
FNE (IER)	-776,9	1269,5	2606,1	2158,2	2259,9
FNE (WI)	-856,4	-195,9	971,1	kA	1937,4
FNE Var. 1 (IER)	-786,1	1276,5	2860,5	2563,9	2628,0
Nachrichtlich:					
Externe Kosten nach den Vorgaben der Minderheit der Enquete-Kommission					
Systemkosten in €/cap.	Nicht-abdiskontierte Kosten				
Referenzszenario Var. 1 (IER)	3767,1	4197,1	4592,9	5023,5	5391,6
Differenzkosten in €/cap.					
UWE Var. 1 (IER)	43,8	86,2	187,4	249,6	444,0
RRO Var. 1 (IER)	71,4	168,8	368,6	577,4	983,5
FNE Var. 1 (IER)	-10,1	-22,3	-46,8	-101,6	-154,3
Systemkosten in €/cap.	Auf 1998 abdiskontierte Kosten				
Referenzszenario Var. 1 (IER)	2352,9	1771,0	1309,2	967,4	701,4
Differenzkosten in €/cap.					
UWE Var. 1 (IER)	27,4	36,4	53,4	48,1	57,8
RRO Var. 1 (IER)	44,6	71,2	105,1	111,2	127,9
FNE Var. 1 (IER)	-6,3	-9,4	-13,4	-19,6	-20,1

kA = keine Angaben

5.2.3.3.4 Kosten relativ zum Bruttoinlandsprodukt

(1469) Einen wichtigen Indikator zur wirtschaftlichen Bewertung der Szenarien stellen auch die Relationen der jeweiligen Kosten zum realen Bruttoinlandsprodukt dar. In Tabelle 5-16 sind die entsprechenden Relationen der direkten Systemkosten, in Tabelle 5-17 diejenigen der externen Kosten und schließlich in Tabelle 5-18 diejenigen der Gesamtkosten in den jeweiligen Bezugsjahren ausgewiesen. Daraus ergibt sich folgendes Bild:

(1470) Die Relation der direkten Systemkosten zum realen Bruttoinlandsprodukt (Tabelle 5-16) beläuft sich im Referenzszenario und seiner Variante im Jahr 2010 auf 12,5 % und geht bis 2050 auf 9,2 bzw. 9,1 % zurück. In den Reduktionsszenarien ohne Kernenergienutzung erhöht sich diese Relation um 0,3 (WI-Szenario RRO) bis zu 4,1 Prozentpunkten (IER-Szenario RRO Variante 2). In den fossil-nuklearen Szenarien bewegen sich die Relationsdifferenzen zwischen -0,5 und +0,3 Prozentpunkten.

Tabelle 5-16: Differenz der Relationen der direkten Systemkosten zum realen Bruttoinlandsprodukt im jeweiligen Bezugsjahr gegenüber dem relevanten Referenzszenario

	2010	2020	2030	2040	2050
Relation der direkten Systemkosten zum Bruttoinlandsprodukt in %					
Referenzszenario (IER)	12,5	11,7	10,9	10,0	9,1
Referenzszenario Var. 1 (IER)	12,5	11,7	10,9	10,1	9,2
Differenz der Relation der direkten Systemkosten in %-Punkten					
UWE (IER)	0,0	0,1	0,3	0,3	0,6
UWE (WI)	0,0	0,0	0,0	kA	0,5
UWE Var. 1 (IER)	0,1	0,1	0,2	0,3	0,6
RRO (IER)	0,1	0,1	0,4	0,5	1,1
RRO (WI)	0,0	0,1	0,1	kA	0,3
RRO Var. 1 (IER)	0,2	0,2	0,6	0,7	1,2
RRO Var. 2 (IER)	0,3	0,5	1,2	1,7	2,1
RRO Var. 3 (IER)	0,3	0,2	0,4	0,5	1,1
FNE (IER)	-0,1	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3
FNE (WI)	-0,1	-0,1	0,1	kA	0,3
FNE Var. 1 (IER)	-0,1	-0,2	-0,4	-0,5	-0,5
kA = keine Angaben					

(1471) Der Einfluss der externen Kosten macht sich auch bei den Relationen deutlich bemerkbar (Tabelle 5-17). Im Referenzszenario betragen die Relationen nach der Vorgabe der Kommissionmehrheit im Jahr 2010 noch fast 28 %, gehen dann aber bis 2050 drastisch bis auf rund 9 % zurück. In den Reduktionsszenarien mit gleichzeitigem Kernenergieausstieg kommt es in allen Fällen zu einer erheblichen Minderung der Relationen im Vergleich zum Referenzszenario; dagegen in den fossil-nuklearen Szenarien zu einer drastischen Erhöhung. Unter den Annahmen der Kommissionminderheit fallen die externen Kosten im Vergleich zum Bruttoinlandsprodukt in allen Fällen nicht sonderlich ins Gewicht.

Tabelle 5-17: Differenz der Relationen der externen Kosten zum realen Bruttoinlandsprodukt im jeweiligen Bezugsjahr gegenüber dem relevanten Referenzszenario

	2010	2020	2030	2040	2050
Externe Kosten nach den Vorgaben der Mehrheit der Enquete-Kommission					
Relationen der externen Kosten zum Bruttoinlandsprodukt in %					
Referenzszenario (IER)	27,8	18,9	11,6	10,1	8,9
Referenzszenario Var. 1 (IER)	27,7	18,7	11,4	9,9	8,8
Differenz der Relationen der externen Kosten in %-Punkten					
UWE (IER)	-5,3	-5,0	-4,7	-4,3	-4,1
UWE (WI)	-5,8	-4,9	-4,2	kA	-3,2
UWE Var. 1 (IER)	-5,2	-4,7	-4,4	-3,9	-3,9
RRO (IER)	-5,4	-5,1	-5,2	-4,8	-4,6
RRO (WI)	-6,0	-5,2	-4,7	kA	-3,9
RRO Var. 1 (IER)	-5,4	-5,0	-4,9	-4,6	-4,5
RRO Var. 2 (IER)	-5,5	-5,2	-5,3	-5,0	-4,7
RRO Var. 3 (IER)	-17,9	-11,0	-5,2	-4,8	-4,6
FNE (IER)	-4,3	8,9	22,5	23,4	30,7
FNE (WI)	-4,7	-1,3	8,2	kA	25,8
FNE Var. 1 (IER)	-4,3	9,0	24,9	28,0	35,9
Nachrichtlich:					
Externe Kosten nach den Vorgaben der Minderheit der Enquete-Kommission					
Relationen der externen Kosten zum Bruttoinlandsprodukt in %					
Referenzszenario Var. 1 (IER)	0,6	0,4	0,3	0,3	0,2
Differenz der Relationen der externen Kosten in %-Punkten					
UWE Var. 1 (IER)	0,1	0,1	0,2	0,3	0,6
RRO Var. 1 (IER)	0,2	0,2	0,6	0,7	1,2
FNE Var. 1 (IER)	-0,1	-0,2	-0,4	-0,5	-0,5
kA = keine Angabe					

(1472) Gemessen an den Gesamtkosten ergibt sich wegen der Dominanz des Einflusses der externen Kosten ein ähnliches Bild wie zuvor skizziert (Tabelle 5-18). Daher soll auf eine Wiederholung der Bewertung verzichtet werden.

Tabelle 5-18: Differenz der Relationen der Gesamtkosten (direkte Systemkosten einschließlich externer Kosten) zum realen Bruttoinlandsprodukt im jeweiligen Bezugsjahr gegenüber dem relevanten Referenzszenario

	2010	2020	2030	2040	2050
Externe Kosten nach den Vorgaben der Mehrheit der Enquete-Kommission					
Relation der Gesamtkosten zum Bruttoinlandsprodukt in %					
Referenzszenario (IER)	40,3	30,6	22,4	20,1	18,0
Referenzszenario Var. 1 (IER)	40,2	30,4	22,3	20,0	18,0
Differenz der Relationen der Gesamtkosten in %-Punkten					
UWE (IER)	-5,2	-4,9	-4,4	-3,9	-3,5
UWE (WI)	-5,9	-4,9	-4,2	kA	-2,7
UWE Var. 1 (IER)	-5,2	-4,6	-4,1	-3,7	-3,3
RRO (IER)	-5,2	-4,9	-4,8	-4,3	-3,6
RRO (WI)	-6,0	-5,2	-4,5	kA	-3,6
RRO Var. 1 (IER)	-5,2	-4,7	-4,4	-3,9	-3,3
RRO Var. 2 (IER)	-5,2	-4,7	-4,1	-3,3	-2,6
RRO Var. 3 (IER)	-17,7	-10,7	-4,7	-4,3	-3,6
FNE (IER)	-4,3	8,7	22,3	23,1	30,4
FNE (WI)	-4,8	-1,3	8,3	kA	26,1
FNE Var. 1 (IER)	-4,4	8,7	24,5	27,5	35,4
Nachrichtlich:					
Externe Kosten nach den Vorgaben der Minderheit der Enquete-Kommission					
Relation der Gesamtkosten zum Bruttoinlandsprodukt in %					
Referenzszenario Var. 1 (IER)	13,1	12,1	11,2	10,4	9,4
Differenz der Relationen der Gesamtkosten in %-Punkten					
UWE Var. 1 (IER)	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
RRO Var. 1 (IER)	0,1	0,2	0,3	0,5	0,5
FNE Var. 1 (IER)	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3
kA = keine Angabe					

5.2.3.4 Zusammenfassung und Bewertung

(1473) Angesichts der vielen Unsicherheiten, mit denen es insbesondere die Schätzung der langfristigen gesamtwirtschaftlichen Systemkosten unterschiedlicher Szenarien zu tun hat, ist eine Entscheidung für das eine oder andere Szenario unter reinen Kostenaspekten nur unter Vorbehalten möglich. Dabei ist auch zu bedenken, dass weitere volkswirtschaftliche Aspekte bei den vorstehenden Darstellungen vollständig ausgeblendet worden sind. Diese Aspekte beziehen sich beispielsweise auch auf die Arbeitsplatzeffekte der einzelnen Szenarien. Klar ist, dass solche Szenarien, die vornehmlich auf der einheimischen Wertschöpfung und auf einer geringeren Abhängigkeit von Energieträgerimporten beruhen, unter Beschäftigungsaspekten eher positiv zu werten sind als solche, die zu großen Teilen auf importierte Zulieferungen von Energieträgern und/oder Energietechnologien zurückgreifen müssen. Vor diesem Hintergrund weisen die Szenarien "Umwandlungseffizienz" sowie "REG-REN-Offensive" nach Auffassung der Kommission erhebliche Vorteile gegenüber dem Fossil-nuklearen Szenario auf.

(1474) Ungeachtet aller Unsicherheiten hinsichtlich der Systemkosten der einzelnen Szenarien lässt sich doch feststellen, dass unter der Voraussetzung des jeweils relevanten Referenzszenarios die Bandbreite der Differenzkosten der Szenarien, die auch ohne Nutzung der Kernenergie eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 80 % bis zum Jahre 2050 beinhalten, allenfalls eine Größenordnung zwischen kumuliert 201 Mrd. € (WI-Szenario RRO) und 803 Mrd. € (IER-Szenario RRO Variante 1) bzw. kumuliert und auf 1998 abdiskontiert zwischen 40 Mrd. € (WI-Szenario RRO) und 192 Mrd. € (IER-Szenario RRO Variante 1) erreichen. Im Endjahr 2050 würden sich die Mehrkosten in diesen beiden Szenarien gegenüber dem Referenzszenario auf knapp 12 Mrd. € bis etwa 48 Mrd. € belaufen; abdiskontiert auf 1998 wären es 1,5 bis 6,2 Mrd. € im Jahre 2050.

(1475) Gemessen an den Kosten je Einwohner im Endjahr 2050 bewegen sich die Ergebnisse der Szenarien ohne weitere Kernenergienutzung in einer Bandbreite zwischen 170 und gut 700 € je Einwohner und Jahr; abdiskontiert auf 1998 ergeben sich Werte zwischen 22 und 91 € je Einwohner.

(1476) Vor dem Hintergrund der mit diesen Mehrkosten verbundenen Nutzen – die angestrebte Reduktion der Treibhausgasemissionen um 80 % bis 2050 bei gleichzeitiger Nicht-Nutzung der Kernenergie – erscheinen selbst die oberen Pro-Kopf-Werte gesellschaftlich vermittelbar und akzeptabel.

(1477) Gesamtwirtschaftlich dürften sich die Auswirkungen ebenfalls in engen Grenzen halten, wenn man bedenkt, dass die Mehrkosten in den hier betrachteten Szenarien – gemessen am realen Bruttoinlandsprodukt im Jahre 2050 – lediglich um 0,3 bis maximal 1,2 Prozentpunkte höher sind als im Referenzszenario.

(1478) Auch unter Berücksichtigung der Tatsache, dass die Realisierung derjenigen Szenarien, die die angestrebte Treibhausgasemissionsminderung mit einem Ausstieg aus der Kernenergie verbinden, durchaus erhebliche Anpassungsprozesse bei Bevölkerung und Wirtschaft notwendig machen sowie durchgreifende wirtschaftsstrukturelle Wandlungen zur Folge haben werden, gelangt die Kommission zu der Schlussfolgerung, dass der Nutzen dieser Szenarien, die gleichzeitig ja auch zukunftssträchtigen Wirtschaftszweigen nachhaltige Chancen eröffnen, die mit ihnen verknüpften wirtschaftlichen Nachteile bei weitem überwiegt.

(1479) Diese Schlussfolgerung gilt erst recht, wenn zugleich die externen Kosten mit ins Kalkül gezogen werden. Unter diesen Voraussetzungen sind sämtliche Szenarien im Vergleich zum Referenzszenario positiv zu werten – mit Ausnahme des fossil-nuklearen Szenarios, bei dem nach Auffassung der Mehrheit der Kommission die Gesamtkostenbewertung unter Einschluss

der externen Kosten gegenüber dem Referenzszenario sogar noch weitaus ungünstiger ausfällt. Ein derartiges Szenario erfüllt danach auch in keiner Weise die Anforderungen, die an eine langfristig nachhaltige Energieversorgung zu stellen sind.