

UMWELTFORSCHUNGSPLAN DES
BUNDESMINISTERIUMS FÜR UMWELT,
NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT

Forschungsbericht 200 97 104
UBA-FB 000314

01
02

Langfristszenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland

Projektleitung:

Dr.-Ing. Manfred Fishedick, Dr. Joachim Nitsch

Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie

Dr.-Ing. Manfred Fishedick

Dipl. geogr. Stefan Lechtenböhmer

Dipl.- Ing. Thomas Hanke

Dr. Claus Barthel

Dipl.- Ing. Christian Jungbluth

Dr.-rer.pol. Dipl.-Ing. Dirk Assmann

Tobias vor der Brüggen

DLR, Institut für Thermodynamik

Dr. Joachim Nitsch

Dr. Franz Trieb

Dipl. Phys. Michael Nast

Dipl. Ing. Ole Langniß

Dipl.-Ing. Lars-Arvid Brischke

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

~~Diese Climate Change Veröffentlichung kann bezogen werden bei
Vorauszahlung von 10,00 €
durch Post bzw. Banküberweisung,
Verrechnungsscheck oder Zahlkarte auf das~~

~~Konto Nummer 4327 65 104 bei der
Postbank Berlin (BLZ 10010010)
Fa. Werbung und Vertrieb,
Ahornstraße 12,
10787 Berlin~~

~~Parallel zur Überweisung richten Sie bitte
eine schriftliche Bestellung mit Nennung der
Climate Change Nummer sowie des **Namens**
und der **Anschrift des Bestellers** an die
Firma Werbung und Vertrieb.~~

Der Herausgeber übernimmt keine Gewähr
für die Richtigkeit, die Genauigkeit und
Vollständigkeit der Angaben sowie für
die Beachtung privater Rechte Dritter.
Die in der Studie geäußerten Ansichten
und Meinungen müssen nicht mit denen des
Herausgebers übereinstimmen.

Herausgeber: Umweltbundesamt
Postfach 33 00 22
14191 Berlin
Tel.: 030/8903-0
Telex: 183 756
Telefax: 030/8903 2285
Internet: <http://www.umweltbundesamt.de>

Redaktion: Fachgebiet I 2.5
Dr. Helmut Kaschenz

Berlin, Juni 2002

Berichts-Kennblatt

1. Berichtsnummer UBA-FB 000314	2.	3.
4. Titel des Berichts Langfristszenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland		
5. Autor(en), Name(n), Vorname(n) Fischedick, Manfred, Dr. Nitsch, Joachim, Dr. u. a.		8. Abschlußdatum Juni 2002
6. Durchführende Institution (Name, Anschrift) Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH Döppersberg 19, 42103 Wuppertal DLR Stuttgart, Institut für technische Thermodynamik Pfaffenwaldring 38-40, 70569 Stuttgart		9. Veröffentlichungsdatum Juli 2002
		10. UFOPLAN-Nr. FKZ 200 97 104
7. Fördernde Institution (Name, Anschrift) Umweltbundesamt, Postfach 33 00 22, D-14191 Berlin		11. Seitenzahl 450
		12. Literaturangaben 228
		13. Tabellen und Diagramme 138
		14. Abbildungen 4
15. Zusätzliche Angaben		
16. Kurzfassung Im Rahmen der Untersuchung konnte aufgezeigt und an, Veränderungsprozesse beschreibenden, Wendeszenen plastisch erläutert werden, dass eine nachhaltige Energieversorgung (die u. a. eine Minderung der CO ₂ -Emissionen von 80 % bis zum Jahr 2050 gegenüber 1990 zum Ziel hat) technisch möglich, ökonomisch tragfähig, mit weitergehenden Zielen der Energiepolitik (z B. Versorgungssicherheit) kompatibel ist und die Akteure trotz des zum Teil hohen Veränderungsbedarfs vor keine unlösbaren Probleme stellt, sondern Herausforderung und Chance zugleich darstellt. Eine derartige Entwicklung ist nur dann möglich, wenn die begonnene Dynamik der verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien konsequent fortgesetzt wird, der anstehende Ersatz- und Erneuerungsbedarf im Kraftwerkspark konsequent zu einer Effizienzsteigerung und Umorientierung auf eine im Wesentlichen gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung genutzt wird und mit der Energieeinsparung ein neuer Schwerpunkt der Energiepolitik etabliert wird. Darüber hinaus müssen für die langfristig anstehenden Infrastrukturanforderungen (Dezentralisierung, neue Treibstoffe) die notwendigen Entscheidungen frühzeitig vorbereitet und hinreichend robuste Entwicklungslinien identifiziert und aufgegriffen werden.		
17. Schlagwörter Energieszenarien, Nachhaltigkeit, Klimaschutz, Erneuerbare Energien, Ökologie, Energiewirtschaft, Energiepolitik Zukunftstechnologien, Verkehr, klimaverträgliche Mobilität, Gebäudesanierung, Versorgungssicherheit		
18. Preis	19.	20.

Report Cover Sheet

1. Report No. UBA-FB 000314	2.	3.
4. Title of Report Long-term scenarios for sustainable energy use in Germany		
5. Author(s); surname(s), first name(s) Fischedick, Manfred, Dr. Nitsch, Joachim, Dr. et al.		8. Completion date June 2002
6. Performing Organisation (name, address) Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH Döppersberg 19, 42103 Wuppertal DLR Stuttgart, Institut für technische Thermodynamik Pfaffenwaldring 38-40, 70569 Stuttgart		9. Publication date July 2002
		10. UFOPLAN No. FKZ 200 97 104
7. Funding Institution (name, address) Umweltbundesamt Postfach 33 00 22 D – 14191 Berlin		11. Number of pages 450
		12. References 228
		13. Tables and diagrams 138
		14. Figures 4
15. Additional information		
16. Abstract <p>The study was able to show, and explain vividly through scenarios describing change processes, that a sustainable use of energy (aimed, among other things, at reducing CO₂ emissions by 80% by 2050 compared with 1990 levels) is technically feasible, economically viable, compatible with farther-reaching objectives of energy policy (e.g. supply security), and does not, in spite of the substantial need for change, present the players involved with any insurmountable problems but, rather, constitutes both a challenge and an opportunity.</p> <p>Such a development is possible only if the efforts launched to give momentum to the increased use of renewable energy sources are continued consistently, the impending need for replacement and renewal within the generation system is consistently utilised for increasing efficiency and a reorientation mainly towards combined heat and power production, and energy saving is made a new focal point of energy policy. Furthermore, with regard to long-term infrastructure requirements (decentralisation, new fuels), the necessary decisions must be prepared at an early stage and sufficiently robust lines of development must be identified and followed.</p>		
17. Key words energy scenarios, sustainability, climate protection, renewable energy sources, ecology, energy industry, energy policy, frontier technologies, transport, climate-compatible mobility, rehabilitation of buildings, supply security		
18. Price	19.	20.

1 Herausforderungen für die Energieversorgung

Aus den Leitlinien für eine nachhaltige Entwicklung lassen sich vier wesentliche **Nachhaltigkeitsdefizite** der derzeitigen Energieversorgung ableiten.

1. Die **globale Klimaerwärmung** wird ganz überwiegend als ein mit der Nutzung fossiler Energieträger verknüpftes Problem mit hoher Eintrittswahrscheinlichkeit betrachtet. Allerdings zeigen sich in der internationalen Energiepolitik unterschiedliche Positionen hinsichtlich der Dringlichkeit, der Klimaveränderung entgegenzuwirken.
2. Die **Verknappung und Verteuerung der Reserven von Erdöl und Erdgas** stehen heute zwar weniger im Blickwinkel von Politik und Öffentlichkeit, allerdings wird der sog. „depletion mid-point“ beim Erdöl – also der Zeitpunkt bei dem das weltweite Fördermaximum erreicht wird – nach weitgehend übereinstimmender Meinung bereits in 15 bis 20 Jahren erwartet.
3. Hinsichtlich der **nuklearen Gefährdung** bestehen unterschiedliche Positionen, vor allem in Bezug auf die Eintrittswahrscheinlichkeit großer Unfälle und deren Folgen sowie Ausmaß und Zeitdauer der radioaktiven Belastungen bei Betrieb und Entsorgung.
4. Das **sehr starke Gefälle des Energieverbrauchs zwischen Industrie- und Entwicklungsländern** hat sich in den letzten Jahren praktisch nicht verringert.

Aus der Analyse bestehender Szenarien, d. h. konsistenter Beschreibungen möglicher Zukunftspfade des Energiesystems, lässt sich feststellen, dass **nur eine Kombination von Effizienz- und Konsistenzstrategien, also dem Ausbau erneuerbarer Energien, ein gleichzeitiges Angehen aller Nachhaltigkeitsdefizite der heutigen Energieversorgung erlaubt**. In den Industrieländern haben darüber hinaus Suffizienzstrategien eine ergänzende Bedeutung. Für Deutschland sind aus den Studienergebnissen folgende Handlungsnotwendigkeiten abzuleiten:

- Steigerung der mittleren Energieproduktivität für mindestens zwei bis drei Jahrzehnte auf Werte um 3 bis 3,5%/a (im Vergleich zu rund 1,7%/a in der letzten Dekade). Dies führt bis 2030 zu einem um 25% bis 30% geringeren Primärenergieverbrauch als unter Status Quo Bedingungen.
- Steigerung des Beitrags erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch auf 12% bis 15% bis 2030 und an der Stromerzeugung auf 25% im Vergleich zu einer Status-Quo Entwicklung mit Beiträgen von 4% bis 5% bei der Primärenergie und unter 15% bei Strom.
- Mindestens Verdopplung bis Verdreifachung des Beitrags der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 gegenüber heute.

2 Eckdaten der Szenarien – über „Effizienz“ zur „Nachhaltigkeit“

Für die langfristige Umsetzung der vorgenannten Nachhaltigkeitsziele reichen die bisher spezifizierten Anforderungen jedoch noch nicht aus. Eigene Analysen zeigen, dass ausgehend von der Entwicklung der wesentlichen Rahmenbedingungen (Bevölkerungsentwick-

lung, Wachstum Bruttoinlandprodukt etc.), wie sie im Analyseraster der Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ des Deutschen Bundestages formuliert sind, bis zur Mitte des Jahrhunderts ein massiver Veränderungsbedarf besteht. Dies gilt insbesondere dann, wenn die langfristigen CO₂-Minderungsziele (Reduktion um 80% bis 2050 gegenüber dem Niveau des Jahres 1990) erreicht werden sollen. Der Primärenergieverbrauch muss hierfür innerhalb von 50 Jahren auf etwa 46% des heutigen Niveaus (Bezugsjahr 1998) zurückgeführt werden (Abbildung 1), der Endenergiebedarf auf 54%. Eine sehr konsequente Strategie der Stromeinsparung reduziert die Stromnachfrage bis 2050 um insgesamt 20%; hierfür müssen flächendeckend energieeffiziente Geräte und Produktionsverfahren zur Anwendung kommen. Die der Energieeinsparung heute vielfach gegenüber stehenden Hemmnisse müssen über innovative Maßnahmen und Instrumente (z. B. Energieeffizienzfonds) entscheidend abgebaut werden.

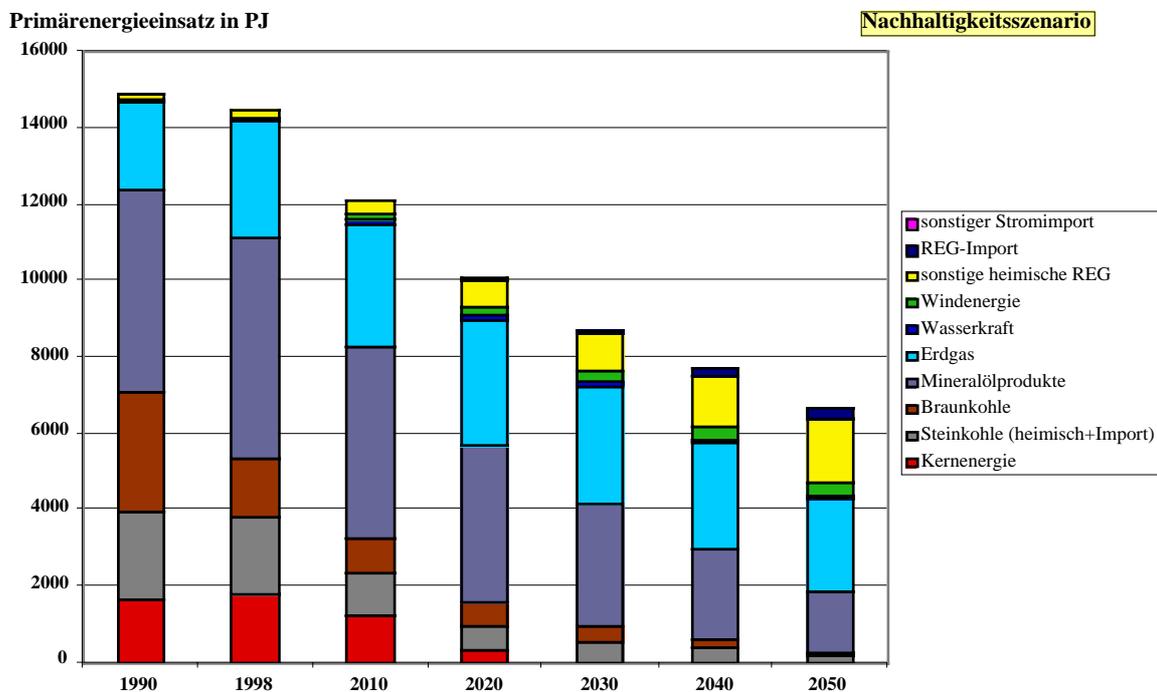
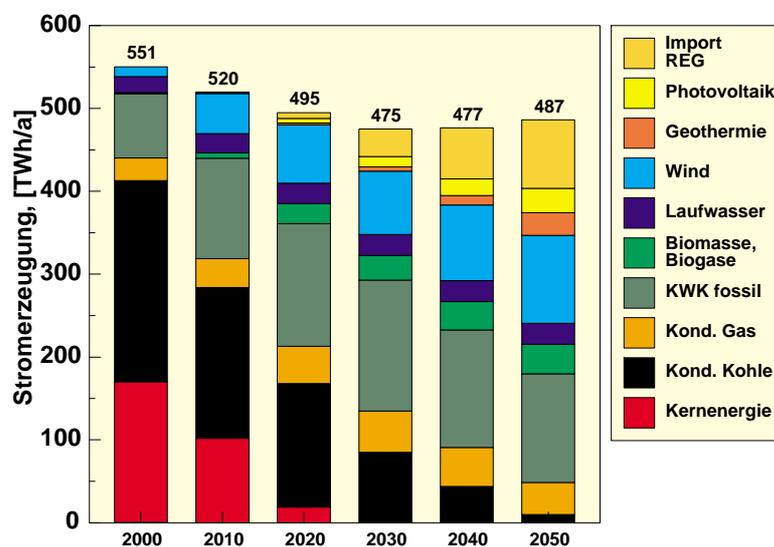


Abbildung 1: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im Szenario Nachhaltigkeit bis 2050

2.1 Stromversorgung der Zukunft – effizient, dezentral und großräumig vernetzt

In einer solchen veränderten Energiewelt muss aber nicht nur gespart werden, sondern auch deren Bereitstellung muss sich drastisch ändern. Der im deutschen Kraftwerkspark in den nächsten beiden Jahrzehnten aus Altersgründen entstehende Ersatzbedarf (bis 2020 müssen rund 70% der heute bestehenden Kapazitäten ersetzt werden) schafft hierfür den notwendigen Spielraum. Durch den deutlichen Ausbau der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung (KWK) und den Zuwachs der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien kommt es zunehmend zu einer Verlagerung der Stromerzeugung an den Standort der

Stromanwendung. Intelligente Steuerungssysteme müssen dafür Sorge tragen, dass diese dezentralen Stromerzeugungsanlagen koordiniert werden und sich günstig in das Lastmanagement der Verbraucher einpassen lassen (virtuelle Kraftwerke). Erneuerbare Energien werden spätestens nach 2040 zum dominierenden Faktor (2050 beträgt ihr Stromerzeugungsanteil mehr als 50%; Abbildung 2). Dabei sind hier alle verfügbaren Optionen sowie der Import von Strom aus erneuerbaren Energien aus dem Ausland (offshore Windenergie der Nordseeländer, Strom aus solarthermischen Kraftwerken Südeuropas bzw. Nordafrikas) von Bedeutung. Große Kondensationskraftwerke, die heute das Bild der Stromerzeugung dominieren, spielen im Jahr 2050 nur noch eine untergeordnete Rolle. Unter dieser Voraussetzung entsteht nach dem Jahr 2030 auch ein hinreichender Spielraum für die elektrolytische Wasserstoffherzeugung, wodurch die Stromerzeugung trotz weiter rückläufiger Nachfrage bei den Endverbrauchern wieder ansteigt.



Uba-Z1strom2.pre; 1.03.02

Abbildung 2: Strukturveränderungen bei der Stromerzeugung im Nachhaltigkeitsszenario bis 2050 nach Kraftwerksarten und den Beiträgen erneuerbarer Energien (ab 2030 einschließlich des Strombedarfs für die Wasserstoffherzeugung mit 57 TWh/a in 2050)

2.2 Altbauanierung und Nahwärmestrategie – Kennzeichen einer effizienten fossil - regenerativen Wärmeversorgung

Neben der Verbesserung der Wärmedämmstandards der Gebäude erfordert das Nachhaltigkeitsszenario vor allem eine deutliche Erhöhung der energetischen Sanierungsrate. Heute werden zwar 2,5% aller bestehenden Gebäude jährlich saniert (z. B. Fassadenerneuerung), jedoch nur in jedem fünften Fall kommt es zeitgleich zu einer energetischen Sanierung. Nur durch eine konsequente Erhöhung der Zahl auch energetisch sanierter Gebäude

kann das große Potenzial im Wärmebereich mit spezifischen Minderungsmöglichkeiten von 50% bis 70%, ausgeschöpft werden.

Parallel zu der Verknüpfung kleinerer und mittelgroßer Stromerzeuger zu „virtuellen“ Kraftwerken kommt es im Nachhaltigkeitsszenario auch zum Ausbau vernetzter Wärmeversorgungssysteme. Hierdurch wird es möglich, eine Vielzahl effizienter Techniken mit ihren jeweiligen Vorteilen optimal miteinander zu verbinden, bereits mittels fossiler Brennstoffe sehr effiziente Wärmeversorgungen auf KWK-Basis aufzubauen und damit die Grundlage zu bilden, um später sukzessive erneuerbare Energien in größerem Umfang einzuführen.

Für die im Nachhaltigkeitsszenario angenommenen Strukturveränderungen ist es bis 2050 notwendig, etwa zwei Drittel des um 45% reduzierten Wärmebedarfs über Nah- und Fernwärmenetze zu verteilen (Abbildung 3). Die Umstrukturierung des Wärmesektors bewirkt somit, dass die Einzelversorgung auf der Basis von Heizöl völlig verschwindet und diejenige mit Erdgas stark zurückgeht. Die deutsche Siedlungsstruktur mit geschlossenen Ortschaften und relativ kleinen Grundstücksgrößen stellt prinzipiell eine gute Ausgangsbasis für den Ausbau der Nahwärmeversorgung dar, dennoch werden die notwendigen Maßnahmen Jahrzehnte dauern und müssen so schnell wie möglich eingeleitet werden.

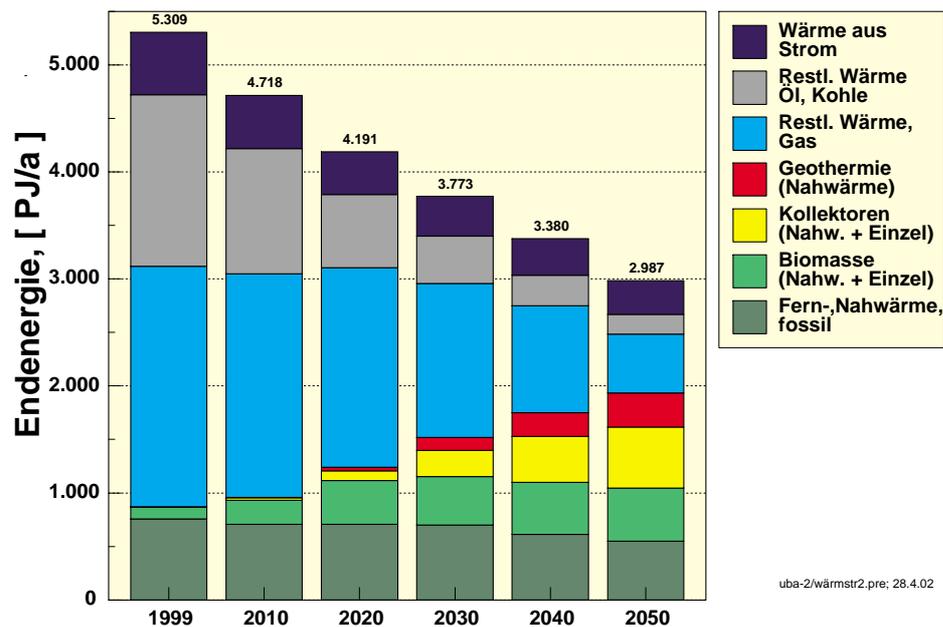


Abbildung 3: Verlauf des Wärmebedarfs und Veränderung der Wärmebereitstellungsstruktur (Raumheizung, Warmwasser, Prozesswärme) im Szenario Nachhaltigkeit durch Fern- und Nahwärme aus fossiler und biogener Kraft-Wärme-Kopplung sowie aus Kollektor- und Geothermiewärme und verbleibende Deckung durch konventionelle Versorgung

2.3 Verkehr – zuerst effizient dann regenerativ

Auch im Verkehrssektor spielt das zeitlich optimale Ineinandergreifen von Effizienz- und Konsistenzstrategie eine wesentliche Rolle, wobei hier zunächst Effizienzverbesserungen im Vordergrund stehen. Da die Personenverkehrsleistung den Annahmen zufolge (Analyseraster Enquête-Kommission) bis 2050 noch um 10% wächst und die Güterverkehrsleistung sich mehr als verdoppelt, haben wirkungsvolle Effizienzmaßnahmen an Fahrzeugen die höchste Priorität. Eine zielstrebige Strategie der Verringerung des Flottenverbrauchs durch technische Maßnahmen, begleitet von einem längerfristig in einer dann energiebewussteren Welt freiwilligen Umstieg auf sparsamere Fahrzeuge, führt zu einer deutlichen Reduktion des Kraftstoffverbrauchs. Dies gilt insbesondere für den Individualverkehr (mittlerer Flottenverbrauch in 2030 ca. 4,5 l/100 km, in 2050 ca. 2 l/100 km). Zeitlich versetzt erfolgt die Einführung neuer Kraftstoffe, die etwa ab 2020 Bedeutung erlangt (Abbildung 4). Während zunächst der Anteil von Diesel auch im Zuge der relativ wachsenden Bedeutung des Güterverkehrs zunimmt, Benzin entsprechend an Bedeutung verliert, erhöht sich der Beitrag von Erdgas auf 2,5% im Jahr 2020 und auf 12% im Jahr 2050. Erdgas kommt als ebenfalls gasförmiger Kraftstoff damit die Rolle als Wegbereiter für den Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft zu, denn Wasserstoff trägt 2050 bereits mit 17% zur Deckung der Nachfrage nach Kraftstoffen bei. Biodiesel spielt aufgrund der Flächenkonkurrenzen zwischen dem Energiepflanzenanbau und dem aus Nachhaltigkeitsgründen wünschenswerten Ausweiten des ökologischen Landbaus nur eine bescheidende Rolle.

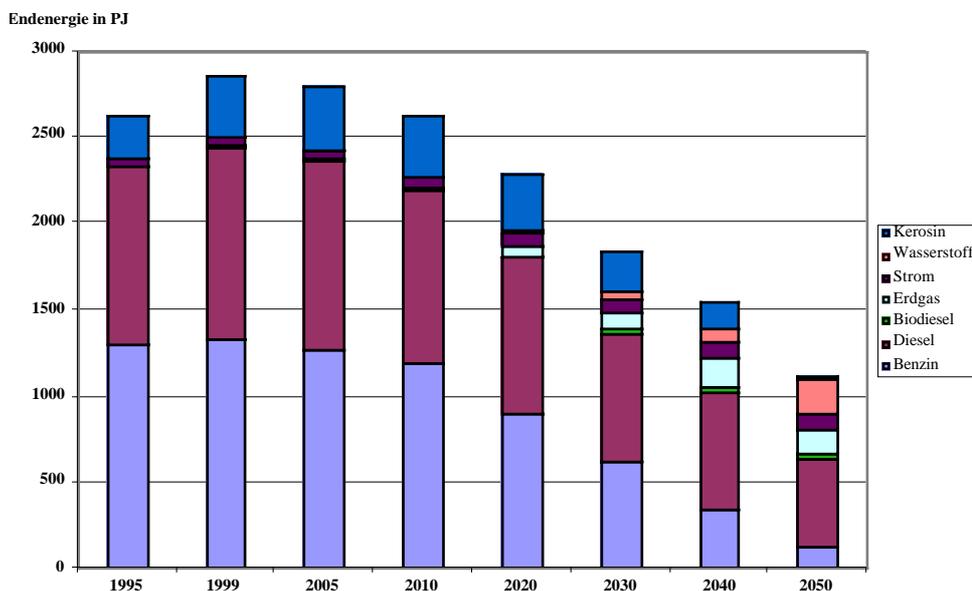


Abbildung 4: Entwicklung des Endenergiebedarfs für Verkehr und seiner Struktur im Nachhaltigkeitsszenario bis 2050

3 Energiewirtschaftliche Implikationen

Im Nachhaltigkeitsszenario kommt es im Verlauf von 50 Jahren zu stark ausgeprägten Veränderungen des Energiesystems, die beträchtliche Investitionen in Techniken der ratio-

nelleren Energienutzung und -wandlung und des Einsatzes erneuerbarer Energien voraussetzen. Werden dabei die unten aufgeführten Prinzipien beachtet, so kann der Umbau in Richtung einer nachhaltigen Energieversorgung auch wirtschaftlich attraktiv gestaltet werden:

- 1. Das Energieversorgungssystem ist zeitlich vorrangig zu optimieren und wesentlich effizienter zu gestalten:** In den meisten Fällen ist kurz- bis mittelfristig eine rationellere Nutzung von Energie oder die Vermeidung unnötigen Energieeinsatzes kostengünstiger als die Bereitstellung erneuerbarer Energien. Teilweise sind entsprechende Investitionen sogar mit ökonomischen Vorteilen gegenüber einer Status Quo Entwicklung verbunden. Sie sind daher eine wesentliche Voraussetzung für eine Begrenzung der entstehenden Zusatzkosten. Diese technologischen Optionen sollten daher rasch in allen Verbrauchssektoren umgesetzt werden, damit anschließend erneuerbare Energien wachsende Anteile dieses verminderten Energieumsatzes decken können.
- 2. Die Kosten während der gesamten Aufbauphase von erneuerbaren Energien sind zu minimieren:** Die Nutzung der Potenziale erneuerbarer Energien sollte an möglichst ergiebigen Standorten mit jeweils gut angepassten Anlagen erfolgen, um eine hohe Auslastung der installierten Anlagen zu erreichen. Der Ausbau sollte möglichst geringe Ausgleichsanforderungen an den Netzbetrieb stellen, um geringe Kosten für den Umbau der Netze und der fossilen Reserveleistung zu erzielen. Daraus ergibt sich die Forderung nach guter zeitlicher Anpassung von Energienachfrage und regenerativem Energieangebot, was durch einen entsprechend ausgewogenen Mix von Energiequellen erreicht werden kann.
- 3. Rechtzeitig sind alle relevanten Technologien in der „richtigen“ zeitlichen Abfolge zu mobilisieren:** In Abwägung zu Punkt 2 sind im Sinne eine Vorsorge auch heute noch teurere Technologien (Photovoltaik) oder noch zu demonstrierende Technologien (HDR-Stromerzeugung) in den Markt zu bringen, damit sie zu einem späteren Zeitpunkt die über mehrere Jahrzehnte erforderliche Marktdynamik übernehmen können. Sie dürfen andererseits nicht zu rasch die Märkte dominieren, da sonst die mittleren Energiegestehungskosten unnötig hoch werden.

Bilanziert man die jährlichen Mehraufwendungen, die im Rahmen des Nachhaltigkeitsszenarios gegenüber einer Status Quo Entwicklung entstehen (Zusatzinvestitionen in Energieeinsparmaßnahmen und erneuerbare Energien), und stellt sie den vermiedenen Aufwendungen (eingesparte Brennstoffkosten und vermiedene Investitionen in konventionelle Anlagen) gegenüber, resultieren für das Nachhaltigkeitsszenario bis zum Ende des Betrachtungszeitraums (2000 bis 2050) **Differenzkosten von kumuliert rund 200 Mrd. EUR (kumuliert und auf das Jahr 1998 abdiskontiert ergeben sich Differenzkosten von 40 Mrd. EUR)**. Die durchschnittlichen Zusatzkosten für die Volkswirtschaft belaufen sich demnach auf durchschnittlich **3,8 Mrd. EUR/a** (entsprechend 48 EUR/Kopf und Jahr), was etwa 0,14% des mittleren BIP in diesem Zeitabschnitt entspricht. Für die Energiewirtschaft sind dies keine unbekanntes Größenordnungen, sondern Aufwendungen wie sie aus dem Bereich der Steinkohlesubventionen seit zwei Jahrzehnten zur Tagesordnung gehören. Für die ersten beiden Dekaden kann wegen der dominierenden Durchführung von wirtschaftlichen Einsparmaßnahmen in der Gesamtbilanz sogar von negativen Kosten ge-

genüber der Status Quo Entwicklung ausgegangen werden. Wenn jedoch die kostengünstigen Investitionen in Einsparmaßnahmen allmählich ausgeschöpft sind und gleichzeitig die steigenden Investitionen in erneuerbare Energien wirken, steigen die Differenzkosten entsprechend an (Abbildung 5).

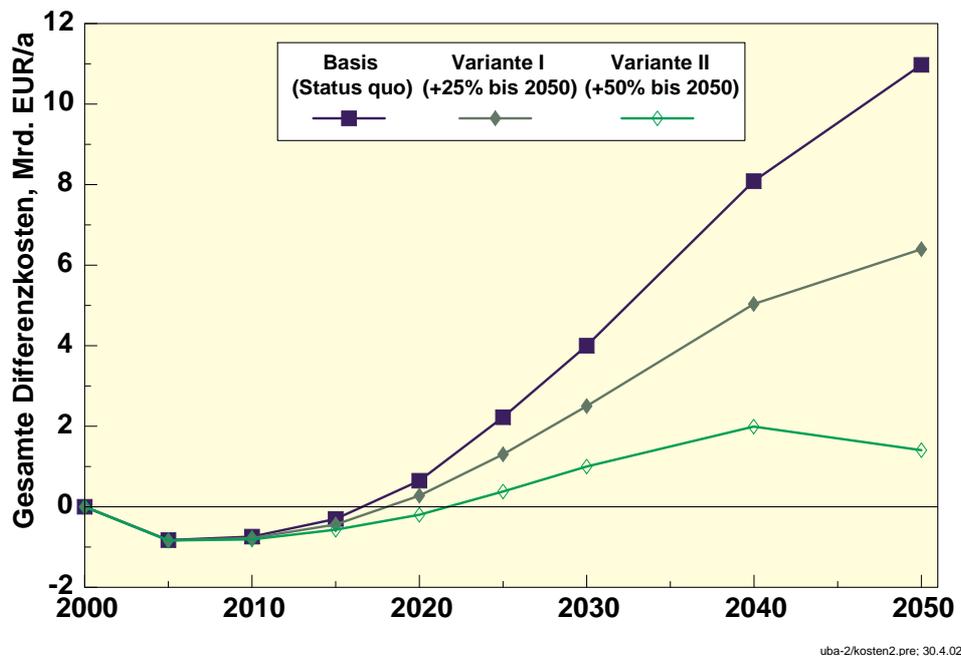


Abbildung 5: Verlauf der Kostendifferenz zwischen Nachhaltigkeits- und Status Quo Szenario für drei unterschiedliche Varianten der zukünftigen Preise fossiler Energieträger

Welchen Verlauf die Differenzkosten nach 2030 nehmen, hängt von der antizipierten Energiepreisentwicklung ab. Steigen die Energiepreise stärker als in der Status Quo Entwicklung unterstellt – was aufgrund des moderaten Anstiegs in der Status Quo Entwicklung nicht unwahrscheinlich ist – oder werden mittels geeigneter Instrumente die externen Kosten weitgehend in die Marktpreise von Energie aufgenommen, so gehen die Differenzkosten auch teurerer Einsparoptionen sowie einer Vielzahl von Technologien aus dem Bereich erneuerbarer Energien im Zeitverlauf gegen Null oder werden sogar negativ. Gegen 2050 kann so das Nachhaltigkeitsszenario bei höheren Preisvarianten kostenneutral gegenüber der Status Quo Entwicklung wirken.

Die heimischen Energieträger Stein- und Braunkohle werden im Nachhaltigkeitsszenario besonders stark reduziert. Dies stellt jedoch keine Gefährdung unserer Versorgungssicherheit dar. Das **Nachhaltigkeitsszenario** kann im Gegenteil sogar als **aktive Krisensicherung** verstanden werden, weil durch den absoluten Rückgang des Primärenergieverbrauchs und den verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien die Nachfrage nach importierten Energieträgern nicht nur absolut zurückgeht, sondern auch der relative Anteil der Energieimporte unter den entsprechenden Werten der Status Quo Entwicklung liegt. Be-

reits im Jahr 2020 werden im Nachhaltigkeitsszenario rund 2.700 PJ weniger Energie aus anderen Ländern nach Deutschland eingeführt als unter Status Quo Bedingungen. Das sind fast 20% des gesamten heutigen Primärenergieeinsatzes und mehr als 25% des heutigen Energieimports. Gleichzeitig leisten erneuerbare Energien und das Energieeinsparen auch einen wichtigen Beitrag zur Diversifizierung des Energieangebots. Sie ergänzen damit den mit den Klimaschutzanforderungen noch kompatiblen heimischen Kohlesockel und die Einfuhr von Erdgas und Erdöl aus dem Ausland.

Während die Einfuhr fossiler Energien nach Deutschland abnimmt, ist ab dem Jahr 2030 ein Bezug von Strom aus erneuerbaren Energien aus dem Ausland vorgesehen. Formal steigt hierdurch die Importabhängigkeit zwar an, schwerer wiegt aber möglicherweise der potentielle Beitrag des Stromimports zur Friedens- und Krisensicherung. In Ländern mit heute hohen fossilen Energieexporten kann der Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien (und ihr späterer Export) grundlegende Basis für einen friedlichen und wirtschaftlich profitablen Übergang sein. Für andere Länder mit heute hohen Importanteilen, grundsätzlich aber einem hohen Angebot an erneuerbaren Energien ergeben sich – unter der Voraussetzung, dass zunächst die eigenen Energieprobleme gelöst werden – hierdurch neue Geschäftsfelder und zusätzliche Optionen zur Devisenbeschaffung. Zudem können hierdurch indirekt auch Lösungsbeiträge für andere drängende Probleme geleistet werden (z. B. Meerwasserentsalzung).

Auch für den **Arbeitsmarkt sind tendenziell keine negativen Wirkungen** zu erwarten. Bei der Umsetzung derart vielfältiger Maßnahmen, wie sie für die Durchführung des Nachhaltigkeitsszenarios erforderlich sind, wird es Gewinner- als auch Verliererbranchen geben. Während in der Bauwirtschaft durch die Sanierungsoffensive im Gebäudebestand zusätzlich 85.000 bis 200.000 Arbeitsplätze geschaffen bzw. erhalten werden können, im Bereich erneuerbare Energien langfristig ein Beschäftigungspotenzial von 250.000 bis 350.000 erschlossen werden könnte, wird sich der unter Status Quo Bedingungen bereits abzeichnende Arbeitsplatzabbau in der Kohle- und Mineralölwirtschaft eher beschleunigen. Dieser Prozess läuft aber so langsam ab, dass eine sozial verträgliche Umgestaltung möglich ist.

4 Weitere Perspektiven einer nachhaltigen Energieversorgung

Zweifelsohne ist die skizzierte Entwicklung als sehr ambitioniert zu bezeichnen und erfordert über viele Jahrzehnte eine besonders engagierte Energiepolitik. Erneuerbare Energien müssen stärker in den Mittelpunkt der Anstrengungen rücken und mit der Energieeffizienzpolitik muss ein neuer Schwerpunkt gebildet werden. Es stellt sich dennoch die Frage, ob der dargestellte Zukunftspfad die Grenzen des Machbaren beschreibt oder noch weitergehende Handlungsspielräume verbleiben. Dabei ist zunächst zu diskutieren, ob die Entwicklung im Bereich erneuerbarer Energien nicht noch schneller verlaufen bzw. in welcher Zeit die gesamte Energieversorgung auf erneuerbare Energien umgestellt werden könnte.

Die Ausbaugeschwindigkeit der erneuerbaren Energien wird sich nur dann noch weiter steigern lassen, wenn wesentliche Rahmenbedingungen, wie eine progressive europäische und internationale Klimaschutzpolitik, verantwortungsbewusstes Handeln der Energiever-

sorger und Verbraucher sowie weitblickende Investitionen in große Fertigungsstätten für erneuerbaren Energien in idealer Weise ineinander greifen. In diesem Fall kann, neben einer weiteren, allerdings begrenzten Steigerung der Anteile erneuerbarer Energien bei der Strom- und Wärmeerzeugung, insbesondere der Verkehrsbereich rascher als im Nachhaltigkeitsszenario angenommen, auf erneuerbare Energien umgestellt werden.

Diese Ausweitung ist jedoch in größerem Ausmaß erst ab 2030 sinnvoll, da frühesten ab dann von einem ausreichend effizienten Fahrzeugpark als entscheidende Grundvoraussetzung für die Einführung „teurerer“ neuer Kraftstoffe ausgegangen werden kann. Zudem ist die CO₂-Minderungswirkung des direkten Einsatzes erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung bis zu diesem Zeitpunkt höher. Die deutliche Steigerung des Beitrags erneuerbarer Energien im Verkehr ist in Abbildung 6 in einer „Maximalvariante“ beschrieben. Sie setzt eine ausreichende Verfügbarkeit preisgünstiger Stromerzeugungspotenziale aus erneuerbaren Energien um 5 EUR-c/kWh Stromerzeugungskosten voraus, wofür hauptsächlich größere Wind-Offshore-Parks sowie solarthermische Kraftwerke infrage kommen.

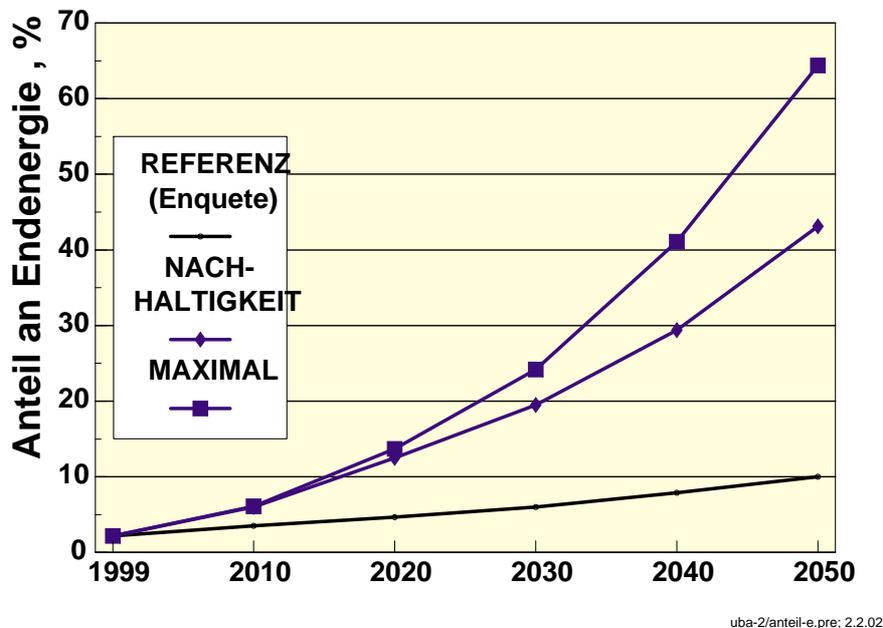


Abbildung 6: Entwicklung der Anteile von erneuerbarer Energien am gesamten Endenergieverbrauch im Szenario „Nachhaltigkeit“ im Vergleich zu einer „Maximalvariante“ und dem Referenzszenario der Enquete-Kommission

Die zusätzliche in der Maximalvariante unterstellte Stromerzeugung ist als Quelle für die elektrolytische Wasserstoffherzeugung (in Verbindung mit einem erweiterten Lastmanagement dient die Elektrolyse gleichzeitig als flexibler Verbraucher) und damit für die breite Einführung von Wasserstoff als neuem Kraftstoff notwendig. Mit einer zusätzlichen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 238 TWh (dies entspricht zu diesem Zeitpunkt rund 60% der Nachfrage aus den Endverbrauchersektoren) werden in der „Maximalvari-

ante“ im Jahr 2050 rund 70% des bis dahin deutlich reduzierten Kraftstoffbedarfs in Form von Wasserstoff bereitgestellt.

Letztendlich ist die skizzierte Entwicklung nur als Zwischenschritt auf dem Weg zu einer insgesamt CO₂-freien Energieversorgung zu verstehen. So führt eine Extrapolation der Maximalvariante zu einer nahezu **vollständigen Vermeidung von energetisch bedingtem CO₂** mit einem Anteil von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien um 30% bis 35% am Endenergieverbrauch; der Verkehrssektor ist dann zu 85% und der Wärmebereich zu rund 30% mit Wasserstoff versorgt. Im Stromsektor werden die verbleibenden Kondensationskraftwerke zur Abdeckung der Reserveleistung ebenfalls mit Wasserstoff versorgt.

Unter günstigen Umständen – also Reduktion des Energieverbrauchs entsprechend Szenario Nachhaltigkeit bei gleichzeitigem Wachstum der erneuerbaren Energien entsprechend der Maximalvariante – könnte so bereits um 2070 der Energiebedarf praktisch vollständig mittels erneuerbarer Energien gedeckt werden. Bei einer geringeren Ausbaugeschwindigkeit erneuerbarer Energien kann sich der Substitutionsprozess fossiler Energien auch bis über 2100 erstrecken (Abbildung 7).

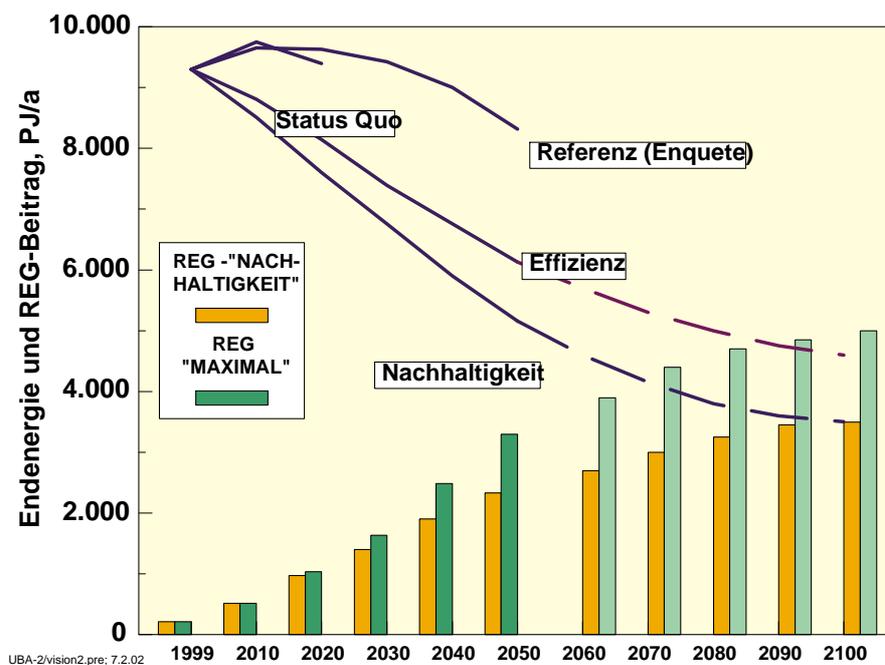


Abbildung 7: Wechselwirkung von Energieeffizienz und Ausbau erneuerbarer Energien und daraus ableitbare, mögliche Weiterentwicklung der wichtigsten Szenariogrößen im Verlauf dieses Jahrhunderts

In jedem Fall ist eine Zielerreichung nur dann möglich, wenn der Ausbau erneuerbarer Energien und das Energieeinsparen durch die Nutzung energieeffizienterer Geräte und Produktionsverfahren Hand in Hand gehen. Nur von einer umfassenden Einführungsstrategie der erneuerbaren Energien in Kombination mit einer Energieeinsparoffensive ist zu

erwarten, dass die derzeitigen Nachhaltigkeitsdefizite der Energieversorgung deutlich gemindert werden ohne gleichzeitig neuartige Probleme zu verursachen. Von Anfang an ist dabei auf einen ökonomisch und ökologisch optimierten Ausbau erneuerbarer Energien zu achten. Dies gilt für das Erschließen der Windenergiepotenziale (onshore wie offshore) genauso wie für die Ertüchtigung der Wasserkraftwerke (vor allem der großen Anlagen im Süden Deutschlands), den weiteren Ausbau der Biomassenutzung, der Geothermie und der Photovoltaik.

Die Entlastungseffekte der neuen Technologien treten aufgrund der heute zum Teil noch vergleichsweise hohen Kosten und des noch geringen Ausbauszustands allerdings anfänglich nur langsam in Erscheinung und erfordern ausreichend hohe und länger andauernde Vorleistungen. Gerade deswegen ist die Kopplung mit einer anspruchsvollen Strategie der zu weiten Teilen hoch rentablen rationelleren Energienutzung unerlässlich. Die Energiepolitik muss sich beiden Aufgaben stellen, wenn sie ihre Zielvorgaben erreichen will. Dies ist nicht nur vor dem Hintergrund der nationalen Entwicklungsperspektiven notwendig, sondern auch Teil der globalen Verantwortung. Wenn die für eine global nachhaltige Energieversorgung erforderlichen Technologien nicht in den Industrieländern entwickelt und ihre Markteinführung vorangetrieben werden, sind die weltweiten Probleme nicht zu lösen. Im Gegensatz zu früher kommt es dabei nicht mehr allein darauf an, einzelne Technologien weiter zu entwickeln. Notwendig ist vielmehr ein vernetztes Denken und die Integration von Einzeltechnologien in intelligente Systemlösungen (dezentrale Strom- und Wärmenetze). Dies erfordert auch unter den Akteuren (z. B. Energiewirtschaft, Anlagenbau, Banken) neue Kooperationsformen.

Eine nachhaltige Energiewelt ist in vielen Punkten anders als das was wir heute gewohnt sind. Wie sich im Rahmen von Wendeszenen, in denen die Veränderungsprozesse für die beteiligten Akteure beschrieben werden können, zeigen lässt, stellt dies aber keinen Anlass für Besorgnis dar. Zum Erreichen der Nachhaltigkeitsziele sind Veränderungen unumgänglich, für die Beteiligten sind diese Herausforderung und Chance zugleich.



HINTERGRUND	1
1. ANFORDERUNGEN AN EINE NACHHALTIGE ENERGIE-NUTZUNG UND RESULTIERENDE KRITERIEN	4
1.1 ZUR DEFINITION VON NACHHALTIGKEIT UND FOLGERUNGEN FÜR ENERGIESYSTEME UND IHRE ZIELSETZUNGEN	5
1.2 LEITLINIEN UND REGELN FÜR EINE NACHHALTIGE ENERGIE-NUTZUNG	9
1.3 INDIKATOREN FÜR EINE NACHHALTIGE, ZUKUNFTSFÄHIGE ENTWICKLUNG DER ENERGIE-NUTZUNG.....	14
1.4 ZIELKATALOG FÜR EINE ZUKUNFTSFÄHIGE ENTWICKLUNG DER ENERGIEVERSORGUNG IN DEUTSCHLAND	19
2. ANALYSE UND KATEGORISIERUNG AKTUELLER SZENARIEN	23
2.1 NATIONALE KURZ- BIS MITTELFRISTSZENARIEN.....	26
2.1.1 <i>Der Trendsetter: Business as Usual im Blickfeld</i>	26
2.1.2 <i>Wie sah der Blick auf die Energiezukunft zu Beginn der neunziger Jahre aus</i>	29
2.1.3 <i>Aktuelle maßnahmenorientierte Szenarien: eine praxisorientierte Basis für richtungssicheres Handeln</i>	32
2.1.3.1 Politiksznarien I: ein naher Blick in die Zukunft – wie kann das Klimaschutzziel für das Jahr 2005 erreicht werden	33
2.1.3.2 Mit Expertenabschätzungen die mittelfristige Zukunft planen	35
2.1.3.3 Klimaschutz und Kernenergieausstieg sind finanzierbar.....	46
2.1.4 <i>Optimierungsansätze</i>	52
2.1.5 <i>Kategorisierung der betrachteten Szenarien</i>	56
2.1.5.1 Status-Quo-Szenarien.....	56
2.1.5.2 Effizienz- und Nachhaltigkeitsszenarien.....	58
2.2 NATIONALE LANGFRISTSZENARIEN	64
2.2.1 <i>Hohe Anteile erneuerbarer Energien im Verkehr erfordern eine zukünftige Wasserstoffwirtschaft: TA-Wasserstoff-Szenarien bis 2050</i>	64
2.2.2 <i>Konsistenzprüfung der Wasserstoffenergiewirtschaft bestanden</i>	68
2.2.3 <i>Der Weg zur Effizienz- und Solarenergiewirtschaft im Detail</i>	71
2.2.4 <i>Energieeffizienz ist auch der Schlüsselfaktor aus der Sicht der Industrie</i>	74
2.2.5 <i>Trotz Fluktuationen im Energieangebot ist der solare Umbau möglich</i>	74
2.2.6 <i>Die ausgewogene Nutzung aller Quellen führt zu einem tragfähigen Konzept der Stromversorgung</i>	77
2.3 EUROPÄISCHE UND GLOBALE ENERGIESZENARIEN	83
2.3.1 <i>Energieszenarien für die EU</i>	83
2.3.2 <i>Globale Energieszenarien</i>	90
2.4 AUS DER SZENARIOANALYSE ABGELEITETE EMPFEHLUNGEN FÜR NACHHALTIGKEITS-SZENARIEN	98
3 VOM STATUS QUO ZUM NACHHALTIGKEITSSZENARIO (ECKPUNKTE)	103
3.1 RAHMENDATEN	103
3.1.1 <i>Entwicklung der Bevölkerung</i>	104
3.1.2 <i>Entwicklung der Wirtschaftsleistung</i>	105
3.1.3 <i>Entwicklung der Energieträgerpreise</i>	107
3.2 SZENARIOPHILOSOPHIE	110
3.3 STEP BY STEP ENTWICKLUNG VON SZENARIEN.....	112

3.4	VERGLEICH DER WICHTIGSTEN KENNGRÖßEN ZWISCHEN DEN SZENARIEN.....	122
3.5	EXKURS: DAS REFERENZSZENARIO DER ENQUETE-KOMMISSION	134
4	STROMEINSATZ HEUTE UND MORGEN	134
4.1	ÜBERSICHT ÜBER DIE SZENARIOERGEBNISSE	135
4.2	INDUSTRIE.....	137
4.2.1	<i>Energie- und Stromeinsparpotenziale in der Industrie</i>	<i>137</i>
4.2.2	<i>Szenariodefinition</i>	<i>141</i>
4.2.3	<i>Szenarioergebnisse im Vergleich</i>	<i>143</i>
4.3	GEWERBE, HANDEL UND DIENSTLEISTUNGEN	145
4.3.1	<i>Energie- und Stromeinsparpotenziale</i>	<i>145</i>
4.3.2	<i>Szenariodefinition</i>	<i>149</i>
4.3.3	<i>Szenarioergebnisse im Vergleich</i>	<i>151</i>
4.4	PRIVATE HAUSHALTE.....	152
4.4.1	<i>Energie- und Stromeinsparpotenziale.....</i>	<i>152</i>
4.4.2	<i>Szenariodefinition</i>	<i>153</i>
4.4.3	<i>Szenarioergebnisse im Vergleich</i>	<i>154</i>
4.5	POLITISCHE INSTRUMENTE ZUR STROMEINSPARUNG.....	156
5	STROMVERSORGUNG DER ZUKUNFT: REGENERATIV, DEZENTRAL, GROßRÄUMIG VERNETZT.....	158
5.1	ÜBERSICHT: VOM STATUS QUO ZU EINER NACHHALTIGEN ENERGIEVERSORGUNG	158
5.1.1	<i>Struktur der Stromversorgung heute</i>	<i>158</i>
5.1.2	<i>Veränderung ist notwendig: Das Nachhaltigkeitsszenario im Überblick.....</i>	<i>160</i>
5.1.2.1	<i>Schritt für Schritt in eine nachhaltige Zukunft.....</i>	<i>163</i>
5.1.2.2	<i>Gibt es genügend Spielraum für Veränderungen?</i>	<i>164</i>
5.2	GEKOPPELT GEHT ES BESSER, NEUE STRUKTUREN DURCH KWK-AUSBAU	166
5.2.1	<i>Zuwachs im Status Quo bleibt unter den Möglichkeiten</i>	<i>166</i>
5.2.2	<i>Klimaschutz setzt auf stärkeren Ausbau der KWK</i>	<i>168</i>
5.3	GROßKRAFTWERK VON MORGEN: ZUSAMMENSPIEL VON EVOLUTION UND REVOLUTION.....	179
5.3.1.	<i>Ein Rest bleibt, aber effizient und flexibel muss er sein</i>	<i>179</i>
5.3.2	<i>Neue Technologien für zukunftsfähige Kohlekraftwerke.....</i>	<i>181</i>
5.3.3	<i>Von den Großkraftwerken zur dezentralen Stromversorgung.....</i>	<i>184</i>
5.4	AM BRENNSTOFF HÄNGT VIEL	190
5.5	ERNEUERBAREN ENERGIEN GEHÖRT DIE ZUKUNFT.....	197
5.5.1	<i>Ausgewogene Gestaltung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien</i>	<i>201</i>
5.5.2	<i>Sauberer Strom bei Tag und Nacht</i>	<i>205</i>
5.5.2.1	<i>Die unnötige Fixierung auf die „Grundlast“</i>	<i>205</i>
5.5.2.2	<i>Ausgleichseffekte durch weiträumige Vernetzung unterschiedlicher Quellen.....</i>	<i>206</i>
5.5.2.3	<i>Lastmanagement und Einsatz von Speicher</i>	<i>208</i>
5.5.2.4	<i>Zusammenspiel der Energiequellen und Netzlasten</i>	<i>209</i>
5.5.3	<i>Großräumige internationale Partnerschaften</i>	<i>222</i>
5.5.3.1	<i>Gemeinsam geht es besser, Synergieeffekte durch internationale Zusammenarbeit.....</i>	<i>222</i>
5.5.3.2	<i>Technologien zur großräumigen Nutzung regenerativer Energiequellen.....</i>	<i>223</i>
5.5.3.3	<i>Stromimport aus erneuerbaren Energien: Energiekolonialismus oder Umweltpartnerschaft.....</i>	<i>226</i>
5.6	EIN BLICK AUF DIE KOSTEN - WIRD UNSER STROM ZU TEURER ?	230
5.7	GLOBALISIERUNG, LIBERALISIERUNG, DEZENTRALISIERUNG IM STROMMARKT – WIE PASST DAS MIT EINEM AUSBAU ERNEUERBARER ENERGIEN ZUSAMMEN?.....	242

5.7.1	INSTRUMENTENWAHL.....	242
5.7.2	ERNEUERBARE ENERGIEN IM LIBERALISIERTEN STROMMARKT	243
5.7.3	DIE EUROPÄISCHEN PERSPEKTIVE	246
5.7.4	DIE ZUKÜNFTIGE ROLLE DES EEG.....	274
5.7.5	DIE GLOBALE EBENE	248
5.8	EXKURS: KONFLIKTSZENE ENERGIEPFLANZEN UND ÖKOLANDBAU:: PASST DAS ÜBERHAUPT ZUSAMMEN?.....	249
6	WÄRMEVERSORGUNG VON MORGEN – EFFIZIENTER UND ANDERS.....	254
6.1	EINSPARPOTENZIALE UND RESULTIERENDE WÄRMENACHFRAGE DER PRIVATEN HAUSHALTE	254
6.1.1	<i>Einsparmöglichkeiten im Gebäudebestand und bei den Neubauten.....</i>	<i>255</i>
6.1.2	<i>Wirtschaftliches Einsparen, das Maß aller Dinge.....</i>	<i>268</i>
6.1.3	<i>Entwicklung des Raumwärmebedarfes in den Szenarien</i>	<i>271</i>
6.1.4	<i>Maßnahmen zur Umsetzung</i>	<i>288</i>
6.2	CHARAKTERISTIK UND ENTWICKLUNGSPERSPEKTIVEN DER ERNEUERBAREN ENERGIEN IM WÄRMEMARKT	293
6.2.1	<i>Wärmeerzeugung aus biogenen Festbrennstoffen</i>	<i>294</i>
6.2.1.1	Biogene Brennstoffe und deren Kosten.....	294
6.2.1.2	Heutiger Status und Entwicklungspotenziale.....	296
6.2.1.3	Kosten von Holzheizungen	298
6.2.1.4	Technische Potenziale	299
6.2.2	<i>Strom- und Wärmeerzeugung aus Biogas.....</i>	<i>300</i>
6.2.2.1	Heutiger Status und Entwicklungspotenziale.....	300
6.2.2.2	Kosten und Kostensenkungspotenziale	301
6.2.2.3	Technisches Potenzial	302
6.2.3	<i>Solarthermische Kollektorsysteme</i>	<i>302</i>
6.2.3.1	Heutiger Status und Entwicklungspotenziale.....	302
6.2.3.2	Kosten und Kostensenkungspotenziale	304
6.2.3.3	Technische Potenziale	306
6.2.4	<i>Wärme aus Geothermie.....</i>	<i>307</i>
6.2.4.1	Status und Entwicklungspotenziale	307
6.2.4.2	Kosten	309
6.2.4.3	Technische Nutzungspotenziale und Angebotskurven	309
6.2.5	<i>Wärmegestehungskosten und Kostenstruktur der technischen Potenziale</i>	<i>310</i>
6.3	AUSBAU DER ERNEUERBAREN ENERGIEN ZUR WÄRMEBEREITSTELLUNG IN DEN SZENARIEN STATUS QUO, EFFIZIENZ UND NACHHALTIGKEIT	313
6.4	NAHWÄRME – EIN UNVERZICHTBARES STRUKTURELEMENT	322
6.4.1	<i>Szenarien für Nahwärme aus erneuerbaren Energien und KWK.....</i>	<i>324</i>
6.4.2	<i>Das maximale Potenzial für Nah- und Fernwärme in Deutschland.....</i>	<i>327</i>
6.4.3	<i>Der Ausbaupfad für Nahwärmenetze</i>	<i>329</i>
6.4.4	<i>Passivhäuser und Nahwärme</i>	<i>330</i>
6.4.5	<i>Hemmnisse beim Nahwärmeausbau in Deutschland.....</i>	<i>331</i>
6.4.6	<i>Nah- und Fernwärme in Dänemark</i>	<i>334</i>
6.4.6.1	Historie.....	334
6.4.6.2	Nationale Energieplanung.....	336
6.4.6.3	Fördersituation.....	337
6.4.6.4	Organisatorische Verfahren	338

6.4.6.5	Technische Regeln und Entwicklungen	340
6.4.6.6	Baukosten.....	342
6.4.6.7	Hausstationen.....	343
6.4.6.8	Erfahrungen aus dem Ausland positiv aufnehmen.....	343
6.4.6.9	Maßnahmenkatalog für einen forcierten Nahwärmeausbau	344
6.5	WÄRME AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN IN DER INDUSTRIELLEN VERSORGUNG	348
7	NEUE WEGE IM VERKEHR.....	352
7.1	VERKEHR UND STATUS QUO: ERST MITTELFRISTIG ENTLASTUNG ZU ERWARTEN.....	352
7.2	DIE MÖGLICHKEITEN NUTZEN: VERKEHR UND NACHHALTIGKEIT.....	356
7.2.1	<i>Effizienterer Antrieb in allen Bereichen.....</i>	358
7.2.2	<i>Neue Kraftstoffe und Antriebe</i>	361
7.2.3	<i>Ein Zwischenfazit</i>	368
7.3	DIE QUAL DER WAHL: NEUE KRAFTSTOFFE BRAUCHT DAS LAND.....	369
7.4	DIE LANGFRISTIGE LÖSUNG: WASSERSTOFF ODER STROM?.....	381
7.4.1	<i>Der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur.....</i>	383
7.4.2	<i>Meta-Alternative : Strom als Grundlage eines regenerativ basierten Energiesystems</i>	382
7.5	KOSTEN VON KRAFTSTOFFEN	386
7.6	VERKEHRSVERMEIDUNG DURCH INTELLIGENTE KONZEPTE	388
7.7	EINGRIFFSMÖGLICHKEITEN UND POLITISCHE MAßNAHMEN	391
7.7.1	<i>Fiskalische Maßnahmen</i>	391
7.7.2	<i>Ordnungsrechtliche Regelungen</i>	393
7.7.3	<i>Investitions- und Beschaffungsstrategien der Öffentlichen Hand.....</i>	394
7.7.4	<i>Öffentlichkeitsarbeit/“Public Awareness“.....</i>	395
8	ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE IMPLIKATIONEN.....	397
8.1	ENTWICKLUNG DES PRIMÄRENERGIEBEDARFS.....	397
8.2	VERSORGUNGSSICHERHEIT UND IMPORTABHÄNGIGKEIT.....	402
8.3	GESAMTWIRTSCHAFTLICHE AUSWIRKUNGEN	404
8.3.1	<i>Resultierende Differenzkosten gegenüber Status Quo.....</i>	404
8.3.2	<i>Nachhaltigkeit und Arbeitsplätze</i>	408
8.3.2.1	<i>Bauwirtschaft als Gewinnerbranche</i>	408
8.3.2.2	<i>Erneuerbare Energien als Beschäftigungsmotor</i>	409
8.3.2.3	<i>Kohle und Klimaschutz – Handlungsspielraum bleibt</i>	410
8.4	BEISPIELE FÜR DIE UMSETZUNG DER VERÄNDERUNGSPROZESSE.....	412
8.4.1	<i>Von der Kernenergie zur nachhaltigen Energieversorgung – aus großen Herausforderungen erwachsen zahlreiche Chancen: Beispiel Baden-Württemberg.....</i>	412
8.4.1.1	<i>Ausgangsbedingungen und zukünftige Energienachfrage.....</i>	412
8.4.1.2	<i>Die zukünftige Stromversorgung Baden-Württembergs und ihre Kosten</i>	413
8.4.1.3	<i>Auswirkungen der Szenarien für den Klimaschutz.....</i>	415
8.4.1.4	<i>Volkswirtschaftliche Wirkungen der Szenarien.....</i>	417
8.4.2	<i>Von der Kohle zur Sonne: Die Solarstadt Gelsenkirchen</i>	419
9	AUF DEM WEG ZUR „SOLAREN“ ENERGIEWIRTSCHAFT.....	424
9.1	AUSBAUZUSTAND ERNEUERBARER ENERGIEN IN 2050 – EIN ZWISCHENFAZIT	424
9.2	EINE VOLLSTÄNDIG REGENERATIVE ENERGIEWIRTSCHAFT – VISION ODER REALISTISCHE PERSPEKTIVE?.....	431

Liste der Wende-/Konfliktszenen und Arabesken:

LICHT, GANZ ANDERS UND EFFIZIENT	147
BRENNSTOFFZELLE DER ALLESKÖNNER?	172
SAUBERER STROM BEI TAG UND NACHT	205
DURCH DIE KOPPLUNG VERSCHIEDENER QUELLEN ZUR EMISSIONSFREIEN FABRIK	220
WIE DIE SONNE IN DAS LAND KOMMT – INTERNATIONALE PARTNERSCHAFTEN	222
KONFLIKTSZENE ENERGIEPFLANZEN UND ÖKOLANDBAU: PASST DAS ÜBERHAUPT ZUSAMMEN?	249
HAUS DER ZUKUNFT – ZWISCHEN INTELLIGENZ UND PARTNERSCHAFT	260
WER IST ÖKOLOGISCHER, BRENNSTOFFZELLE ODER ELEKTRISCHE WÄRMEPUMPE	279
BÜRO DER ZUKUNFT – AUCH BEI DER ARBEIT WIRD ENERGIE GESPART	283
GEMEINSAM GEHT ES MANCHMAL BESSER: WOHNUNGSBAUGESELLSCHAFTEN ALS MULTI- PLIKATOR	290
DIE KOMBINATION MACHT ES, INTELLIGENTE WÄRMEVERSORGUNG IM VERBUND	319
NAHWÄRME FÜR DIE GEMEINDE TANNLICHT	346
ARABESKE: DAS AUTO ALS KRAFTWERK (POWER VEHICLES)	363
ISLAND STARTET EINE ENERGIEREVOLUTION	366
KONFLIKTSZENE: AUTOMOBILANTRIEB MIT STROM?	384
COMBI CAR: AUTOS GEMEINSAM NUTZEN	389
VON DER KERNENERGIE ZUR NACHHALTIGEN ENERGIEVERSORGUNG – AUS GROßEN HERAUS-FORDERUNGEN ERWACHSEN ZAHLREICHE CHANCEN: BEISPIEL BADEN-WÜRTTEMBERG	412
VON DER KOHLE ZUR SONNE: DIE SOLARSTADT GELSENKIRCHEN	420

Hintergrund

Seit der UNCED-Konferenz in Rio im Jahre 1992 dient das von der Brundland-Kommission entwickelte Leitbild „Nachhaltige Entwicklung“ in zunehmendem Maße als Konzept für eine wachsende Anzahl von Politik- und Technikbereichen. Im Grundsatz geht es um die Gestaltung einer langfristigen, ökologischen, ökonomischen und sozialverträglichen Entwicklung. Vor allem in der Umweltpolitik wird nachhaltige Entwicklung zunehmend als Leitbild herangezogen (vgl. z.B. Der Rat von Sachverständigen für Umweltfragen 1994, 1996 und 1998).

In der wissenschaftlichen Literatur wurde versucht, den Begriff "Nachhaltige Entwicklung" theoretisch zu interpretieren. Aus ökonomischer Sicht wird Entwicklung dann als nachhaltig bezeichnet, wenn die Wohlfahrt pro Kopf im Zeitablauf nicht abnimmt. Daraus leitet sich die Forderung nach einem Intakthalten des Kapitalstocks für zukünftige Generationen ab. Kontrovers diskutiert wurde dabei, inwieweit der natürliche Kapitalstock in Form natürlicher Ressourcenausstattung bzw. Senkenkapazität der Umwelt durch einen künstlichen (reproduzierbaren) Kapitalstock substituierbar ist. Nach neueren Interpretationen ist eine Substitution des natürlichen durch reproduzierbares Kapital nur in Grenzen zulässig, wobei ein Minimalbestand an überlebenswichtigen natürlichen Ressourcen (kritische Nachhaltigkeitsbereiche) nicht unterschritten werden darf.

Versucht wurde darüber hinaus, den abstrakten Begriff der nachhaltigen Entwicklung zu konkretisieren und für die Politik operationalisierbar zu machen. Dabei geht es im ökologischen Bereich sowohl um die Festlegungen des für die Zukunft anzustrebenden Umweltzustands (Umweltqualitätsziele) als auch die zu ihrer Erreichung notwendigen Schritte (Umwelthandlungsziele). Als wichtige Ansätze sind hier die Arbeiten der Enquete-Kommissionen "Schutz der Erdatmosphäre" sowie "Schutz des Menschen und der Umwelt" sowie die Studien "Zukunftsfähiges Deutschland" und "Nachhaltiges Deutschland" zu nennen. Dabei steht in den Industrieländern insbesondere das Problem der ökologischen Nachhaltigkeit im Vordergrund, d.h. die begrenzte Aufnahmefähigkeit der Umwelt wird zum limitierenden Faktor für eine nachhaltige Entwicklung. Die auf wirtschaftliche und soziale Entwicklungsprozesse abhebenden Aspekte der Nachhaltigkeit werden bei diesen im politischen Bereich angesiedelten Interpretationsansätzen jedoch nicht vernachlässigt, sondern als Forderung nach einer Ökonomie- und Sozialverträglichkeit einer ökologischen Nachhaltigkeitspolitik berücksichtigt.

Für eine nachhaltige Energieerzeugung und -nutzung setzt vor allem die begrenzte Aufnahmefähigkeit der Atmosphäre für das Treibhausgas Kohlendioxid enge und zeitliche Restriktionen. Eine nachhaltige Energienutzung muss im Einklang mit den Klimaschutzzielen stehen, wie sie auf der UN-Konferenz 1992 in Rio de Janeiro verabschiedet wurden. Während in der vorindustriellen Zeit die Konzentration des CO₂ in der Atmosphäre noch bei 280 ppmv lag, stieg sie bis 1999 bereits auf 367 ppmv an. Die durchschnittliche Zunahme der Konzentration beträgt dabei ca. 0,4%/a. Nach neuesten Abschätzung des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) stieg die Weltjahresmitteltemperatur unter anderem bedingt durch diese Konzentrationserhöhung seit Mitte des 19. Jahrhunderts bis heute um 0,4 bis 0,8 °C. Eine Verdopplung der CO₂-Konzentration würde nach Abschät-

zungen des IPCC's zu einer zusätzlichen Erwärmung von 1,5 bis 4,5 °K führen. In aktuellen Szenarien über die Entwicklung der weltweiten CO₂-Emissionen kommt das IPCC zu einer Bandbreite von 1,5 bis 6 °C.

Im Bereich Energiewirtschaft stellen deshalb die bei der Verbrennung fossiler Energieträger freigesetzten CO₂-Emissionen, die durch Akkumulation in der Erdatmosphäre ganz wesentlich zum Treibhauseffekt beitragen, eine Bedrohung für eine nachhaltige Entwicklung sowohl im ökologischen, aber auch im ökonomischen und sozialen Sinne dar. Ziel der Bundesregierung ist es daher, den CO₂-Ausstoß in Deutschland bis zum Jahr 2005 um 25% gegenüber dem Wert von 1990 zu mindern. Zusätzlich sind die Verpflichtungen aus dem Kyoto-Protokoll zu beachten, die sich im Rahmen des „Burden Sharing“ der EU für Deutschland ergeben (von Deutschland wurde das Protokoll mittlerweile ratifiziert). Die Erfordernisse nach zusätzlichen klimapolitischen Maßnahmen unter dem Aspekt der Nachhaltigkeit sind daher hochaktuell.

Wie aber können diese Ziele erreicht werden. Aufgrund der in allen Verbrauchssektoren weiter steigenden Ausstattung mit Gütern, Anlagen und Fahrzeugen und den damit auch wachsenden Energiedienstleistungen kommt einerseits der effizienten Energieerzeugung und -nutzung eine wesentliche Bedeutung bei der Erreichung der Nachhaltigkeitsziele zu. Zwar wird durch die technische Entwicklung die Energieeffizienz ständig gesteigert, die Mehranwendungen überkompensieren jedoch in den Industrieländern vielfach diese Verminderung des spezifischen Energieverbrauchs. Allerdings schöpfen die Effizienzbemühungen bei weitem noch nicht die verfügbaren technischen und wirtschaftlichen Möglichkeiten aus. Hinzu kommt der wachsende Bedarf an Energie in den Schwellen- und Entwicklungsländern, der voraussichtlich auch bei noch so effizienter Energienutzung steigen wird. Ebenso dringlich, wie der sparsamere Umgang mit Energie ist daher die Erschließung neuer Energieressourcen, die dem Leitbild der Nachhaltigkeit genügen. Da letztlich nur erneuerbare Energien die wesentlichen Nachhaltigkeitsziele erfüllen oder ihnen sehr nahe kommen können, ist ihre rechtzeitige und kontinuierlich angelegte Mobilisierung von entscheidender Bedeutung für die nachhaltige Entwicklung der Menschheit.

Industrie- und Entwicklungsländer stehen damit vor großen Herausforderungen. Dabei sind mit der Energieeinsparung durch eine rationellere Erzeugung und Verwendung von Energien und der verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien bisher nur die prinzipiellen Bausteine einer nachhaltigen Energieversorgung bekannt, nicht aber deren konkrete Ausgestaltung. Wie muss das Zusammenwirken aus verstärkten Einsparaktivitäten und neuen Energiequellen strukturell und in der günstigsten zeitlichen Abfolge gestaltet werden, wo und wann sind welche Prioritäten zu setzen? Dies ist der Kontext, in dem das Umweltbundesamt die Arbeitsgemeinschaft Wuppertal Institut und Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt mit der „Analyse aktueller sowie Erarbeitung langfristiger Szenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland“ beauftragt hat. In dieser Untersuchung sollen weitere Schritte unternommen werden, den Gestaltungsprozess eines Industrielandes auf dem Weg zu einer nachhaltigen Energieversorgung weiter zu präzisieren und zur öffentlichen Diskussion zu stellen. Von besonderem Interesse wird dabei auch sein, welche Bedeutung einer möglichen Vorbildfunktion für die Ausgestaltung einer global nachhaltigen



Energieversorgung zukommt und ob ein einzelnes Land eine derartige Rolle überhaupt übernehmen kann.



1. Anforderungen an eine nachhaltige Energienutzung und resultierende Kriterien

1.1 Zur Definition von Nachhaltigkeit und Folgerungen für Energiesysteme und ihre Zielsetzungen

Die inhaltliche Bedeutung des Begriffs der nachhaltigen Entwicklung ist in der Politik wie auch in der Wissenschaft nach wie vor höchst umstritten. Dennoch kann man die Definition der Brundtland-Kommission in gewisser Weise als einen allgemein akzeptierten Einstieg in die Problematik betrachten: „*Sustainable development meets the needs of the present without compromising the ability of future generations to meet their own needs.*“ [Hauff 1987]. Sie bildet den Ausgangspunkt für die meisten Arbeiten und Studien zum Thema nachhaltige Entwicklung und ist nach wie vor die einzige international anerkannte Definition. Sie lag den Verhandlungen und Dokumenten der UNCED-Konferenz in Rio 1992 ebenso zugrunde wie den verschiedenen bislang im Rahmen des sogenannten Rio-Folgeprozesses durchgeführten, thematisch fokussierten Konferenzen und Verhandlungen sowie den dort verabschiedeten Dokumenten.

Die Definition der Brundtland-Kommission ist relativ abstrakt. Sie fordert eine gerechte Verteilung der Chancen zur Bedürfnisbefriedigung sowohl zwischen aufeinander folgenden Generationen („intergenerative Gerechtigkeit“) als auch innerhalb einer Generation („intragenerative Gerechtigkeit“), gibt jedoch keine konkrete Verteilungsnorm hierfür an und bedarf daher der weiteren Konkretisierung. Welche Handlungsverpflichtungen sich im einzelnen aus dieser generellen Norm für heutige und künftige Generationen für ein bestimmtes Land ergeben, ist von den spezifischen Bedingungen in diesem Land (etwa hinsichtlich geographischen, klimatischen oder kulturellen Aspekten) abhängig und kann nur im Konsens der Mitglieder dieser Gesellschaft bzw. der Weltgesellschaft insgesamt festgelegt werden. Diese Festlegungen müssen zudem im Prinzip revisionsoffen sein. Die Vorschläge zur Konkretisierung des Leitbilds und seiner Umsetzung müssen sich in einem gesellschaftlichen Reflexions- und Diskussionsprozeß durchsetzen, sie können nicht „verordnet“ werden. Dabei sind angesichts der enormen Komplexität des Themas die Fragen der Realisierungsbedingungen und der Steuerungsmöglichkeiten und -grenzen in Richtung einer nachhaltigen Entwicklung besonders bedeutsam.

Ein wesentliches Verdienst der Debatte um nachhaltige Entwicklung besteht ohne Zweifel darin, dass sie den Blick verstärkt auf den Zusammenhang zwischen der wirtschaftlichen Tätigkeit des Menschen und der natürlichen Umwelt als einem endlichen, nicht wachsenden und materiell abgeschlossenem System gelenkt hat (Daly 1999). Die kumulierten Auswirkungen menschlicher Aktivitäten auf das System Erde haben ein Ausmaß erreicht, das die Grenzen seiner Belastungsfähigkeit deutlich werden lässt. Wie die Bundesregierung in ihrem Bericht „Auf dem Weg zu einer nachhaltigen Entwicklung in Deutschland“ schreibt, ist „menschliches Leben und Wirtschaften an einen Punkt gelangt, an dem es Gefahr läuft, sich seiner eigenen natürlichen Grundlagen zu berauben“ (BMU 1997; BMU 1998).

Die Erkenntnis, dass die Befriedigung heutiger wie zukünftiger menschlicher Bedürfnisse nur in dem Maße möglich sein wird, in dem die Natur als Lebens- und Produktionsgrundlage erhalten wird, gehört zu den allgemein geteilten Grundeinsichten der Nachhaltigkeitsdebatte. Diese Einbindung aller zivilisatorischen Prozesse in das sie tragende Netzwerk der Natur hat der Rat von Sachverständigen für Umweltfragen als „Retinität“ bezeichnet und zu Recht darauf hingewiesen, dass die Anerkennung dieses Prinzips eine Grundbedingung für jede weitere Entwicklung der Menschheit, ja für deren Überleben sei [SRU1994].

In dem Bestreben, das Wissen um die Grenzen der Naturnutzung in praktische Handlungsleitlinien umzusetzen, sind erstmals von (Pearce/Turner 1990) sowie von (Daly 1991) „*Principles of Sustainable Development*“ aufgestellt worden. Für diese Handlungsprinzipien hat sich im deutschen Sprachraum der Begriff der „ökologischen Managementregeln“ eingebürgert. Sie sind seither in vielfältiger Weise ergänzt und modifiziert worden, ohne dass ihr grundsätzlicher Aussagegehalt dabei verändert worden wäre.

Die Tatsache, dass praktisch alle Untersuchungen, unabhängig von ihrer Gewichtung der ökologischen, ökonomischen und sozialen Dimension der Nachhaltigkeit („Ein- bzw. Drei – Säulen – Modelle“), im Hinblick auf den Umgang mit der Natur auf dieselben Regeln zurückgreifen, zeigt, dass der Erhaltung der natürlichen Lebensgrundlagen der Menschheit ein hoher Stellenwert eingeräumt wird. Größere Auffassungsunterschiede bestehen allerdings bei der Frage, wie das den kommenden Generationen zu hinterlassende ökologische Erbe strukturiert sein muss bzw. inwieweit natürliches Kapital durch künstliches Kapital substituiert werden kann (Positionen der „starken“ und der „schwachen“ Nachhaltigkeit). Unterschiede bestehen insbesondere darin, ob mit dem Postulat der intergenerativen Gerechtigkeit noch mehr verbunden wird als die Erhaltung der für den Menschen unentbehrlichen Funktionen der Natur. Neben den natürlichen Lebensgrundlagen geraten hier nämlich auch ökonomische, soziale und kulturelle Werte als Ressourcen in den Blick, die in ihrer Gesamtheit die Basis für die Befriedigung der Bedürfnisse künftiger Generationen bilden. Nicht nachhaltig ist aus dieser Sicht jede Entwicklung, welche die Handlungs- und Wahlmöglichkeiten kommender Generationen in dieser Hinsicht unzulässig beschränkt.

Vertreter dieses Ansatzes der Nachhaltigkeit war u.a. die Enquete-Kommission „Schutz des Menschen und der Umwelt“ des 13. Dt. Bundestages, der das Verdienst zukommt, zumindest in Deutschland als Erste ein mehrdimensionales Konzept nachhaltiger Entwicklung erarbeitet und in Form von Regeln konkretisiert zu haben (vgl. (Enquête 1998)) Zwei weitere mehrdimensional orientierte aktuelle Studien im deutschen Umfeld sind das 1999 veröffentlichte „integrative Konzept“ des HGF-Verbundprojekts (HGF 1999) und der Ende 2000 veröffentlichte Abschlußbericht „Wege in eine nachhaltige Zukunft“ des Verbundprojekts „Arbeit und Ökologie“ der Hans Böckler Stiftung (Hans-Böckler-Stiftung 2000).

Sowohl die Enquete-Kommission als auch das Verbundprojekt „Arbeit und Ökologie“ haben sich dem Integrationsziel über die Dimensionen genähert. Unter Zugrundelegung einer prinzipiellen Gleichrangigkeit von ökonomischen, ökologischen und sozialen Belangen wird Nachhaltigkeit zunächst aus der Sicht jeder einzelnen Dimension definiert. Als Ziel einer nachhaltigen Entwicklung wird „*der langfristige Systemerhalt und die Vermeidung*

irreversibler Schäden in allen drei Dimensionen“ gesehen (Hans-Böckler-Stiftung 2000). Im HGF-Ansatz erfolgt der Einstieg in die Operationalisierung eines integrativen Konzepts nicht über die Dimensionen, sondern über die Frage, welche Elemente als konstitutiv für das Leitbild der Nachhaltigkeit anzusehen sind. Konzeptioneller Ausgangspunkt hierfür ist auch hier der Brundtland-Bericht mit seinem Verständnis von global nachhaltiger Entwicklung, sowie die im Prinzip daran anknüpfenden Dokumente der Rio-Konferenz und des weiteren Rio-Folgeprozesses. Hieraus lassen sich drei konstitutive Elemente des Leitbilds einer nachhaltigen Entwicklung begründen (HGF 1999):

- **der anthropozentrische Ansatz:** d. h. im Vordergrund steht die Befriedigung der menschlichen Bedürfnisse; die natürliche Umwelt ist nicht um ihrer selbst willen, sondern im Hinblick auf ihre vielfältige Bedeutung für den Menschen zu schützen;
- **die intra- und intergenerative Gerechtigkeit:** d.h. jede Generation ist berechtigt, das von vorangegangenen Generationen übernommene Erbe zu nutzen, und zugleich verpflichtet, dieses Erbe treuhänderisch für die nachfolgende Generationen zu verwalten;
- **die globale Perspektive:** d. h. es geht um die Zukunft, die Entwicklung bzw. Entwicklungsfähigkeit der Menschheit als Ganzes.

Ausgehend von diesen konstitutiven Elementen werden drei generelle Nachhaltigkeitsziele definiert:

- **das Ziel der „Sicherung der menschlichen Existenz“**, bei dem die Gewährleistung menschenwürdiger Lebensbedingungen im Mittelpunkt steht. Es umfasst für alle Menschen die Erhaltung der lebens- und gesundheitsnotwendigen Umweltbedingungen, die Gewährleistung eines Mindestmaßes an Grundversorgung sowie die Möglichkeit der selbständigen Existenzsicherung;
- **das Ziel der „Erhaltung des gesellschaftlichen Produktivpotentials“**, zusammengesetzt aus Natur-, Sach-, Sozial-, Human- und Wissenskapital, das zur Befriedigung der materiellen Bedürfnisse notwendig ist;
- **das Ziel der „Bewahrung der Entwicklungs- und Handlungsmöglichkeiten einer Gesellschaft“**, das sich auf die Befriedigung der immateriellen Bedürfnisse konzentriert. Es beinhaltet Aspekte der Chancengleichheit, der Partizipation, Umweltverteilungsfragen, kulturelle Aspekte sowie die Erhaltung der „sozialen Ressourcen“ (Toleranz, Solidarität usw.) als Mindestvoraussetzung zur Sicherung des Zusammenhalts der Gesellschaft.

Die generellen Nachhaltigkeitsziele werden durch eine Reihe von Mindestbedingungen für eine nachhaltige Entwicklung konkretisiert, auf deren Gewährleistung alle Mitglieder der globalen Gesellschaft, unter Einschluss der kommenden Generationen, einen moralischen Anspruch haben. In diese Mindestbedingungen, die als Handlungsleitlinien oder „Regeln“ formuliert sind, fließen ökologische, ökonomische, soziale und institutionelle Aspekte ein

(**Tabelle 1-1**; (HGF 1999)). Diese Regeln bilden auch den Bezugsrahmen für die Ableitung der Bedingungen für eine nachhaltige Energieversorgung.

Dabei ist versucht worden, die Verknüpfung zwischen individueller und gesellschafts-systemarer Ebene ebenso angemessen abzubilden wie die grundlegenden ökonomischen Fragen von Allokation, Distribution und ordnungspolitischen Rahmenbedingungen sowie auch die institutionell-politischen Grundlagen und Erfordernisse nachhaltiger Entwicklung. Der Regelsatz umfasst zum einen substantielle „**Was**“ - **Regeln**

- zur Gewährleistung der individuellen Grundversorgung, zur Möglichkeit der selbständigen Existenzsicherung und zum Ausgleich extremer Einkommens- und Vermögensunterschiede,
- zur Entwicklung von Sachkapital (Anlagen, Infrastruktur, Maschinen), Humankapital (personengebundene Fähigkeiten und Kenntnisse), Wissenskapital (nicht personengebundenes relevantes Wissen) sowie Sozialkapital (soziale Strukturen, Normen, Traditionen, Sanktionen)
- zur Chancengleichheit im Hinblick auf Bildung, Beruf, Information, zur Partizipation an gesellschaftlichen Entscheidungsprozessen, zur Erhaltung des kulturellen Erbes und der kulturellen Vielfalt und zur Erhaltung der sozialen Ressourcen einer Gesellschaft.

Zum anderen umfasst der Regelsatz eine Reihe von umsetzungsbezogenen „**Wie**“ - **Regeln**, beispielsweise zur Internalisierung der externen ökologischen und sozialen Folgekosten, zur angemessenen (d. h. keine Generation benachteiligenden) Diskontierungspraxis, zur Begrenzung staatlicher Verschuldung, zur Fairness in den internationalen Wirtschaftsbeziehungen, zur internationalen Kooperation, zur Stärkung gesellschaftlicher Resonanzfähigkeit oder zur Gewährleistung der Steuerungsfähigkeit der Gesellschaft in Richtung nachhaltige Entwicklung.

Zwar gilt auch hier zunächst, dass im Prinzip alle Regeln als relevant zu betrachten sind. Mehr als bei den ökologischen Regeln erscheint es in Bezug auf den Energiebereich allerdings angemessen, einigen Regeln eine besondere Bedeutung zuzumessen. Dies gilt etwa für die kapitalbezogene Regel, vor allem mit Blick auf das Wissenskapital unter dem Aspekt zukünftig erforderlicher wissensbasierter Innovationen. Herausragende Bedeutung kommt im Energiebereich auch den Regeln zu den externen Kosten, zur Diskontierungspraxis (angesichts der häufig mit längerfristigem Zeithorizont getätigten Investitionen in diesem Bereich), zur internationalen Kooperation, sowie zur Resonanz- und Steuerungsfähigkeit der Gesellschaft zu (mit Blick auf die Notwendigkeit, konsens- und umsetzungsfähige sowie zielerreichungs-adäquate Strategien und Maßnahmen zur Nachhaltigkeit im Energiebereich zu realisieren).

Tabelle 1-1: Nachhaltigkeitsregeln des HGF-Ansatzes (HGF 1999)**A) „WAS-REGELN“**

Ziele	Sicherung der menschlichen Existenz	Erhaltung des gesellschaftlichen Produktivpotenzials	Bewahrung der Entwicklungs- und Handlungsmöglichkeiten
Regeln	<ul style="list-style-type: none"> · Schutz der menschlichen Gesundheit · Vermeidung unverträglicher Umweltrisiken · Gewährleistung der Grundversorgung · Selbständige Existenzsicherung · Ausgleich extremer Einkommens- und Vermögensunterschiede 	<ul style="list-style-type: none"> · Nachhaltige Nutzung erneuerbarer Ressourcen · Nachhaltige Nutzung nicht-erneuerbarer Ressourcen · Nachhaltige Nutzung der Umwelt als Senke · Erhalt und Weiterentwicklung von Sach-, Human- Wissens- und Sozialkapital 	<ul style="list-style-type: none"> · Chancengleichheit im Hinblick auf Bildung, Information, berufliche Tätigkeit · Partizipation an gesellschaftlichen Entscheidungsprozessen · Gerechte Verteilung der Umweltnutzung · Erhaltung des kulturellen Erbes und der kulturellen Vielfalt · Erhaltung der kulturellen Funktion der Natur

B) „WIE-REGELN“

<ul style="list-style-type: none"> • Internalisierung sozialer und ökologischer Folgekosten • Angemessene Diskontierung • Begrenzung der Verschuldung • Verbesserung der internationalen Wirtschaftsbeziehungen • Förderung der internationalen Zusammenarbeit • Erhöhung der Resonanzfähigkeit von Institutionen • Verbesserung der Reflexivität von Institutionen • Erhöhung der Selbstorganisation • Sicherung der Erwartungskonformität • Gewährleistung von Machtausgleich

1.2 Leitlinien und Regeln für eine nachhaltige Energienutzung

Die ausreichende Verfügbarkeit von Energie ist eine fundamentale Voraussetzung für die soziale und wirtschaftliche Entwicklung einer Gesellschaft, für moderne Industriegesellschaften stellt sie geradezu den zentralen Lebensnerv für die Aufrechterhaltung von Produktion und Konsum dar. Zugleich sind Förderung, Umwandlung und Nutzung von fossilen und nuklearen Energierohstoffen, tendenziell auch der Anbau biogener Energierohstoffe, mit erheblichen Schädigungen der natürlichen Lebensgrundlagen verbunden. Ebenso besteht häufig eine unmittelbare Verknüpfung zwischen energiebezogenen (globalen) Aktivitäten oder Strategien und (globalen) Problemen wie Armut, Bevölkerungswachstum, unzulängliche Ernährung, mangelnde Sicherheit oder Defizite in Wirtschaft und Handel (UNDP/SEI 1997). Damit kommt einer möglichst verträglichen Energienutzung und dem angemessenen Umgang mit Energieressourcen eine zentrale Bedeutung für die Realisierung der Ziele einer nachhaltigen Entwicklung zu.

Eine angemessene Betrachtung der Energieversorgung unter Nachhaltigkeitsgesichtspunkten muss das gesamte, sich aus Angebots- und Nachfrageseite zusammensetzende System umfassen: Förderung, Umwandlung, Transport und Bereitstellung von Energie. Ebenso sind die relevanten Akteure aus dem Bereich Energiewirtschaft in das Blickfeld zu rücken sowie die Hersteller und Anbieter von Techniken und Verfahren zur Energieumwandlung, von energieverbrauchenden Geräten oder Anlagen; Handwerk und andere Unternehmen als Anbieter von energiebezogenen Dienstleistungen sowie die privaten und gewerblichen Energienutzer (Wolff/Scheelhaase 1998). Diese Akteure bilden ein komplexes Geflecht, in dem ihre Entscheidungen im Zusammenspiel mit denen der Politik die Entwicklungsrichtung und -geschwindigkeit, die Dynamik bzw. Stabilität des Systems bestimmen.

Vor diesem Hintergrund stehen bei der nachhaltigkeitsbezogenen Betrachtung des Energiesektors vier Bereiche im Vordergrund (vgl. z. B. (UNDP 1998; UNDP/SEI 1997; UN/ECOSOC 2000; Weltbank 2000; UBA 1997), an denen die Nachhaltigkeitsdefizite der heutigen Energieversorgung sichtbar gemacht werden können. Dabei werden das Ausmaß dieser Defizite und der Dringlichkeitsgrad ihrer Beseitigung oder Verringerung zwar immer noch sehr unterschiedlich bewertet, jedoch lassen sich auch Konsensbereiche und Gemeinsamkeiten feststellen:

- **Der Ressourcenaspekt:**

Vor dem Hintergrund einer Steigerung des Weltenergieverbrauchs seit 1950 auf mehr als das Vierfache (in Deutschland auf rund das Dreifache) und bei Zugrundelegung derzeitiger globaler Verbrauchsniveaus werden die fossilen Energieträger zwar unterschiedlich rasch, spätestens jedoch in wenigen Generationen erschöpft sein. Besonders problematisch ist dabei, dass gerade diejenigen mit den kürzesten Reichweiten (also Gas und Erdöl) zur Zeit die größten Zuwachsraten aufweisen.

- Der Emissions- bzw. Senkenaspekt:

Der überwiegende Teil der insgesamt verursachten Emissionen von Luftschadstoffen oder Treibhausgasen, verbunden mit den verschiedenen Schädigungen der Umwelt und der menschlichen Gesundheit, sind auf Förderung, Umwandlung, Transport und Verbrennung vor allem fossiler Energieressourcen zurückzuführen, die, global gesehen, einen Anteil von rund 90% an der Primärenergie und von rund 80% an der elektrischen Energie haben.

- Der Risikoaspekt

Mit Förderung, Transport, Umwandlung und Nutzung jedweder Art von Energieressourcen sind gewisse Stör- und Unfallrisiken verbunden, die zu signifikanten Gefährdungen der Umwelt und der menschlichen Gesundheit führen können. Pro eintretendem Unfall sind diese bei der Nutzung der Kernenergie als besonders groß einzuschätzen. Hinzu kommt hier auch eine extrem langfristige Belastung kommender Generationen mit Entsorgungserfordernissen bzw. -risiken hinzu, zum anderen die Risiken des Missbrauchs bei weltweiter Verbreitung oder bei einem Übergang auf langlebige Systeme (Brütertechnologie).

- Der Verteilungsaspekt:

Von wesentlicher Bedeutung ist der Zugang zu und der Verbrauch von Energie. Letzterer wird grundsätzlich durch drei Kernfaktoren bestimmt: den Bevölkerungs-Faktor (d. h. die Anzahl der Menschen), den Wohlstands- bzw. Lebensstil-Faktor (d. h. die pro Kopf konsumierte Menge an Gütern und Dienstleistungen) sowie den Technik-Faktor (d. h. den Energieverbrauch je Einheit dieser Güter/Dienstleistungen). Die Ausprägung dieser Faktoren ist regional, vor allem aber verglichen zwischen Industrie- und Entwicklungsländern aber auch innerhalb der Industrieländer (z. B. zwischen der USA/GUS und Deutschland/Japan) sehr unterschiedlich. So weisen die Entwicklungsländer ein deutlich geringeres BIP bzw. Einkommen pro Kopf auf (ca. 60% der Weltbevölkerung müssen mit einem Zwanzigstel des Einkommens eines OECD-Bürgers auskommen). Außerdem wird in den Entwicklungsländern im Durchschnitt deutlich weniger energieeffizient produziert als in den Industriestaaten. Allerdings weisen auch die Industriestaaten eine sehr große Bandbreite hinsichtlich der Effizienz ihrer Energiebereitstellung auf (z.B. GUS-Staaten mit sehr geringer Effizienz).

Dies führt im Ergebnis dazu, dass derzeit in den Industriestaaten gut 20% der Weltbevölkerung (mit abnehmender Tendenz) zur relativ effizienten Sicherung eines vergleichsweise sehr hohen Lebensstandards rund zwei Drittel der globalen Primärenergie und rund 80% des Stroms verbrauchen, während in den Entwicklungsländern 80% der Weltbevölkerung (mit steigender Tendenz) bei einer relativ ineffizienten Abdeckung eines deutlich geringeren Lebensstandards ein Drittel des Primärenergie- und 20% des Stromverbrauchs auf sich vereinigen. Die Unterschiede zwischen Industrie- und Entwicklungsländern werden noch deutlicher, wenn man berücksichtigt, dass nach wie vor rund 2 Milliarden Menschen, vorwiegend in den Entwicklungsländern, keinen Zugang zu kommerziellen Energieträgern bzw. zu Elektrizität besitzen.

Die sich hieraus ergebenden besonderen Herausforderungen werden vor allem mit Blick auf die prognostizierten Entwicklungen deutlich. Demnach wird selbst bei vorsichtigen Schätzungen der Weltbevölkerung das Wohlstands- bzw. Produktionswachstum (das in vielen Entwicklungsländern zunächst noch zur Befriedigung der existentiellen Grundbedürfnisse erforderlich ist) trotz Berücksichtigung produktivitätssteigernder Maßnahmen nach der Expertise des jüngsten Weltenergiekongresses 1998 in Houston zu einem Wachstum des globalen Energieverbrauchs um 40-50% bis zum Jahr 2020 führen, wenn nicht deutliche Produktivitätssteigerungen erreicht werden.

Darüber hinaus ist die Verteilungsfrage auch hinsichtlich finanzieller oder ökologischer Folgelasten zu betrachten. Im Fall der Klimaproblematik besteht eine potentielle Konfliktverschärfung darin, dass die voraussichtlich am stärksten von den Folgen möglicher Klimaänderungen betroffenen Regionen nach heutigen Erkenntnissen vorwiegend solche sein werden, die am wenigsten zu ihrer Verursachung beigetragen haben oder die diesen Folgen am wenigsten mit technischen und finanziellen Mitteln entgegenwirken können.

In längerfristig angelegten globalen Entwicklungsszenarien der Energieversorgung werden obige Defizite bzw. die Notwendigkeit sie zu verringern durchaus berücksichtigt, wobei die Gewichtungen allerdings unterschiedlich sind (vgl. Kapitel 2: Globale Szenarien). Sie zeigen allerdings auch, dass heute noch nicht definitiv und abschließend beantwortbar ist, wie eine nachhaltige Entwicklung im Energiebereich erreicht werden kann. Im Zuge des erforderlichen gesellschaftlichen Diskussionsprozesses über das Leitbild einer nachhaltigen Entwicklung im allgemeinen und seine Übertragung auf den speziellen Bereich Energie ist es jedoch möglich und auch erforderlich, ein aus heutiger Sicht angemessenes Anforderungsprofil für Nachhaltigkeit in der Energieversorgung zu erarbeiten, das es erlaubt, im Sinne des intra- und intergenerativen Gerechtigkeitspostulats hinreichende Handlungsspielräume für die Menschheit zu gewährleisten.

Auf der inter- bzw. supranationalen Ebene sind von verschiedener Seite derartige Leitlinien formuliert worden (siehe insbesondere (UN-ECOSOC 2000) oder (UNDP/SEI 1997)). In Deutschland hat dies u. a. das „Forum für Zukunftsenergien“ getan (Eichelbröner/Henssen 1998). Als Ausgangspunkt für dieses Anforderungsprofil ist, in Anlehnung an die Basisdefinition des Brundtland-Berichts, eine nachhaltige Energieversorgung in einer allgemeinen Form wie folgt definiert:

„Energie soll ausreichend und - nach menschlichen Maßstäben – lang andauernd so bereitgestellt werden, dass möglichst alle Menschen jetzt und in Zukunft die Chance für ein menschenwürdiges Leben haben, und in die Wandlungsprozesse nicht rückführbare Stoffe sollen so deponiert werden, dass die Lebensgrundlagen der Menschen jetzt und zukünftig nicht zerstört werden“

Unter Berücksichtigung dieser Definition sowie in dem Versuch einer Übertragung des integrativen Ansatzes des HGF-Projekts auf den Energiebereich werden nachfolgend unter Berücksichtigung weiterer Quellen (HGF 2000) einige spezifische Leitlinien aufgeführt. Sie sollen als generelle Orientierung für die im Energiesektor handelnden Akteure bzw. für

die Entwicklung (politischer) Handlungsstrategien dienen (die gewählte Reihenfolge impliziert dabei keine Gewichtung):

- **Zugang für alle und Verteilungsgerechtigkeit:** Für alle Menschen sind vergleichbare Chancen des Zugangs zu Energieressourcen bzw. zu Energiedienstleistungen zu gewährleisten.
- **Bedarfsgerechte Nutzungsqualität und dauerhafte Versorgungssicherheit :** Die zur Befriedigung der nachhaltigkeitskompatiblen Bedürfnisse erforderliche Energie muss dauerhaft, in ausreichender Menge und zeitlich und räumlich bedarfsgerecht zur Verfügung stehen. Hierzu sind u.a. eine ausreichende räumliche und energieträgerbezogene Diversifizierung sowie Sicherheitsspielräume hinsichtlich der Energiequellen anzustreben, um auf unvorhersehbare Krisen reagieren zu können und um generell Handlungsspielräume für die Zukunft zu erhalten bzw. zu vergrößern. Ebenso sind leistungsfähige Versorgungsstrukturen zu schaffen bzw. zu erhalten, die sich gleichzeitig möglichst flexibel und unauffällig in Siedlungsstrukturen einpassen lassen.
- **Ressourcenschonung:** Im Sinne der ressourcenbezogenen Nachhaltigkeitsregeln sind kommenden Generationen die Nutzungsoptionen für die verschiedenen Energieressourcen offen zu halten bzw. ihnen vergleichbare Optionen der Bereitstellungen von Energiedienstleistungen zu schaffen. Neben den Energieressourcen selbst muss dies auch für nichtenergetische Ressourcen gelten, die im Zusammenhang mit der Förderung, Umwandlung und Nutzung von Energie verbraucht werden.
- **Umwelt-, Klima- und Gesundheitsverträglichkeit:** Gemäß den allgemeinen Nachhaltigkeitsregeln zur Senkenproblematik sollen die Regenerations- und Anpassungsfähigkeiten der natürlichen Systeme (der „Umwelt“) nicht überschritten werden. Gefahren für die menschliche Gesundheit, etwa durch Akkumulation problematischer Schadstoffe, sind zu vermeiden.
- **Risikoarmut und Fehlertoleranz:** Unvermeidbare Risiken bei der Energieerzeugung und -nutzung sind grundsätzlich zu minimieren sowie in ihrer räumlichen und zeitlichen Ausdehnung zu begrenzen. Hierbei sind auch fehlerhaftes Verhalten, unsachgemäße Handhabung oder mutwillige Zerstörung zu berücksichtigen.
- **Soziale Verträglichkeit:** Bei der Ausgestaltung der Energienutzung ist auch zu gewährleisten, dass allen Betroffenen die Teilhabe an den jeweiligen Entscheidungsprozessen möglich ist (Partizipation). Die Handlungs- und Gestaltungsspielräume von wirtschaftlichen Akteuren bzw. von Gemeinwesen dürfen durch diese Systeme nicht eingeengt werden, sondern sind möglichst zu erweitern. Die Grundversorgung mit Energieträgern bzw. Energiedienstleistungen muss für alle gesellschaftlichen Gruppen zu jeder Zeit erschwinglich sein.
- **Umfassende Wirtschaftlichkeit:** Energiedienstleistungen sollen - in Relation zu anderen Kosten des allgemeinen Wirtschaftens und des Konsums – zu vertretbaren gesamtwirtschaftlichen Kosten bereitgestellt werden. Das Kriterium der „Vertretbarkeit“

bezieht sich dabei zum einen auf die reinen betriebswirtschaftlichen, im Zusammenhang mit der Energienutzung entstehenden Kosten. Zum anderen schließt es auch die Inanspruchnahme anderer Produktionsfaktoren wie Arbeit, natürliche Ressourcen und natürlicher Senken bzw. die Entwertung der entsprechenden Umweltsysteme ein, also die externen ökologischen und sozialen Kosten, auch wenn diese nur näherungsweise ermittelt werden können.

- **Internationale Kooperation:** Die Gestaltung der Energiesysteme auf der internationalen Ebene soll Destabilisierungstendenzen und etwa durch den regionalen Mangel an Ressourcen bedingte Konfliktpotenziale vermeiden und die friedliche Kooperation der Staaten fördern. Bi- und multilaterale Kooperationen bei der Gestaltung dieser Energiesysteme sind generell anzustreben.

Gemäß der konzeptionellen Logik des integrativen Ansatzes sind diese Leitlinien zum einen als Gesamtheit zu betrachten, d. h. jede Leitlinie gilt im Prinzip nur in den Grenzen aller anderen. Zum anderen sind sie als **Mindestanforderungen** einer nachhaltigen Entwicklung zu sehen. Das bedeutet, dass in einem solchen Konzept Elemente wie Wachstum, Wohlstand, Luxus usw. zwar nicht ausgeschlossen, jedoch insoweit als nachrangige bzw. abhängige Größen zu betrachten sind, als sie nur in dem Maße zulässig sind, wie sie die Einhaltung der Mindestbedingungen für Nachhaltigkeit insgesamt nicht gefährden.

Die Frage, wie diese Anforderungen konkret umgesetzt werden können, kann nur im Diskurs über spezifische Handlungsstrategien und -konzepte sowie über die Instrumente zu deren Realisierung geklärt werden. Die Strategien zur Schonung knapper Energieressourcen bzw. zur Minderung von Energieverbrauch bzw. von energiebedingten Emissionen lassen sich grundsätzlich unter den drei aus der Nachhaltigkeitsdebatte bekannten Stichworten subsumieren:

- **Effizienz:** Hierzu zählen hauptsächlich die rationellere Energiewandlung bzw. -verwendung sowie die Substitution zwischen Energieträgern mit unterschiedlichem Energiegehalt (z.B. Ersatz von Stromheizung durch Nutzwärme aus KWK). Daneben ist auch die energetische Nutzung von solchen Rest- und Abfallstoffen zu nennen, die nicht vermeidbar sind oder die nicht wiederverwertet oder in den stofflichen Kreislauf zurückgeführt werden können. Neben dem Effekt der Einsparung von Energieressourcen kann eine solche energetische Nutzung auch dadurch sinnvoll sein, dass Konversionsverfahren mit höheren Wirkungsgraden zur effizienteren Nutzung der stofflich gebundenen Energie genutzt werden können.
- **Konsistenz:** Hier geht es im wesentlichen um die Substitution des mit den Nachhaltigkeitszielen unverträglichen Verbrauchs fossiler Energierohstoffe zugunsten der Nutzung der vorhandenen natürlichen durch Sonnenenergie, Gravitation und Erdwärme angetriebenen Energiekreisläufe und um die Vermeidung des Aufbaus anderer risikoreicher Energiesysteme. Für einen Übergangszeitraum können auch die Verschiebung zu kohlenstoffärmeren Energieträgern oder Rückhaltmaßnahmen für Treibhausgase Teil dieser Strategie sein.

- **Suffizienz:** Strategisches Ziel ist hier die freiwillige Reduzierung bzw. Beschränkung der dem Energieverbrauch zugrundeliegenden menschlichen Aktivitäten und Bedürfnisse z.B. durch die Änderung von Lebensstilen und Konsumgewohnheiten

Auf alle drei Aspekte wird bei der Beschreibung einer nachhaltigen Energienutzung im Rahmen dieser Untersuchung noch intensiver eingegangen.

1.3 Indikatoren für eine nachhaltige, zukunftsfähige Entwicklung der Energienutzung.

Indikatoren für eine nachhaltige oder zukunftsfähige Entwicklung der Energieerzeugung und –nutzung werden in der Literatur bereits seit einiger Zeit intensiv diskutiert. Ihre grundsätzliche Funktion besteht darin, den heutigen Zustand der Energieversorgung zu charakterisieren, festzustellen, wo Defizite bei der Einhaltung der Regeln für einen nachhaltigen Zustand auftreten und wie weit die Nachhaltigkeitsziele verfehlt werden. Die Indikatoren sollen weiterhin dazu beitragen, den Gestaltungsprozess in Richtung einer nachhaltigeren Energieversorgung so zu steuern, dass krisenartige Zustände und Zuspitzungen in ökologischen, ökonomischen und sozialen System weitestgehend vermieden werden und eine möglichst friktionsarme Umstellung hin zu einer zukunftsfähigen Entwicklung der Energieversorgung möglich wird. Der Vielfalt der Funktionen entspricht Charakter und Qualität der Indikatoren. Unterschieden wird vielfach nach „Pressure-“, „State-“ und „Response-“ Indikatoren (CSD-Struktur), also problemerzeugenden Indikatoren (z.B. Verbrauch nicht erneuerbarer Energierohstoffe), Zustandsindikatoren (z.B. Reichweite dieser Energierohstoffe) und Indikatoren, welche den Grad der Problemlösung bzw. Anteile daran aufzeigen (z.B. Anteil erneuerbarer Energien). Bei vielen der aufgeführten Indikatoren ist jedoch eine eindeutige Zuordnung nicht oder nur schwer möglich, so dass sie im folgenden auch nicht explizit benutzt wird. Gelegentlich wird daher auch nur nach Messindikatoren („Pressure-“ und „State-Indikatoren“) und Indikatoren mit Zielcharakter unterschieden (BMWi 1999).

Wichtiger als eine eindeutige Zuordnung ist die Eignung der Indikatoren zur Entwicklung von Nachhaltigkeitsstrategien, um relevante Bewertungsmaßstäbe liefern zu können. Grundsätzlich sollten nur solche Indikatoren ausgewählt werden, die einen eindeutigen Bezug zu Regeln oder Zielen einer nachhaltigen Entwicklung, also hier einer nachhaltigeren Energienutzung, haben (Kriterium der Regeladäquanz) und bei denen eindeutig ist, in welche Richtung sie sich verändern sollten, um mehr Nachhaltigkeit zu erreichen (Kriterium der Zielfähigkeit). Des weiteren sollten die wesentlichen in der Gesellschaft diskutierten Problembereiche abgedeckt sein (Kriterium der Problemadäquanz). Werden Indikatoren unter diesem Gesichtspunkt ausgewählt, sind sie zur Nachhaltigkeitsdiagnose sowie zur Bewertung von politischen Handlungsoptionen geeignet.

Ein wichtiges Kriterium für die Auswahl von Indikatoren zur Beurteilung der Nachhaltigkeit der Energieversorgung ist das der Datenverfügbarkeit. Die Datenbeschaffung sollte mit einem vertretbarer Aufwand verbunden sein, ebenso die regelmäßige periodische Aktualisierung. Dabei ist auch zu beachten, dass die Indikatoren möglichst in Form von Zeit-

reihen vorliegen sollten. Neben quantifizierbaren Indikatoren werden jedoch zahlreiche Indikatoren nur qualitativ formulierbar sein. Im ökonomischen und sozialen Bereich dominieren sie sogar. Gleichzeitig ist die eindeutige Zuordnung dort nicht immer möglich, vielmehr gibt es relativ große Schnittmengen (z.B. im Themenfeld „Beschäftigung“). Die vorgeschlagenen Indikatoren sind dennoch vorwiegend objektiver Art, d.h. sie beziehen sich auf prinzipiell „messbare“ Daten, auch wenn die Daten nicht immer beschaffbar sind oder in ausreichender Qualität vorliegen. Es können jedoch auch dort wo es sinnvoll ist subjektive Indikatoren verwendet werden, z.B. Einstellung der Bevölkerung zu bestimmten Themen bzw. Technologien (Akzeptanz).

Die in Tabelle 1-2. aufgeführten ökologischen, ökonomischen und sozialen Indikatoren mit besonderer Relevanz für den Energiebereich sind unter Beachtung der genannten Kriterien zusammengestellt worden (vgl. HGF 2000). Ein weiterer, sehr detaillierter Kriterienkatalog wurde aktuell von der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ veröffentlicht (Enquete 2002; S. 44ff)

Tabelle 1-2: Indikatoren für die Entwicklung eines nachhaltigen Energiesystems

<p>I) Ökologische Indikatoren</p> <p>1. Atmosphäre, Klimawandel</p> <ul style="list-style-type: none"> - Direkte Treibhausgas-Emissionen (Kyoto-Korb)¹ - CO₂ - Emissionen - Anteil des Energiesektors an den gesamten nationalen Treibhausgasemissionen <p>2. Versauerung/Eutrophierung, bodennahes Ozon</p> <ul style="list-style-type: none"> - NO_x- Emissionen¹ - VOC - Emissionen ¹ - Partikelemissionen - Anteil des Energiesektors an den vorgenannten Emissionen - Versauerungspotenzial (NO_x, SO₂, NH₃) in SO₂-Äquivalente - Eutrophierungspotenzial (NO_x, NH₃) in PO₃⁴ – Äquivalenten - Anteil des Energiesektors an den vorgenannten Emissionen <p>3. Flächenverbrauch/-nutzung</p> <ul style="list-style-type: none"> - Flächennutzung für Energiegewinnung, -umwandlung und -verteilung (ggf. je Energieeinheit für Vergleiche zwischen einzelnen Energiesystemen); unterschieden nach
--

¹ jeweils in absoluten Mengen und pro Energieeinheit, pro Kopf, pro Einheit BIP

den Kategorien

- „Flächenversiegelung bzw. -nutzung“ (z. B. Fundamente, Zufahrtsflächen, Abraummalden; Wasseraufstau u.ä.); also Ausschluss anderer Nutzungen
- „Flächenmodifikation“ (z. B. Windparkfläche, Aufständerung von Sonnenkollektoren, Veränderungen der Nutzung agrarischer Fläche usw.); also andere, jedoch eingeschränkte Nutzungsmöglichkeiten

4. Abfälle, Wasserbelastung

- nicht-toxischen Abfälle (differenziert nach Verwertung und Beseitigung)
- toxischen Abfälle (bei beiden Gruppen auch für Herstellung und Entsorgung von Anlagen)
- radioaktiv belastete Abfälle (mit hoher Wärmeentwicklung; mit geringer Wärmeentwicklung;
- Kernbrennstoffinventar von Kraftwerken und Aufbereitungsanlagen
- Anteil des Energiesektors am Gesamtaufkommen dieser Abfälle
- CSB (Chemischer Sauerstoffbedarf)
- Kühlwasserbedarf; Zustand von Flüssen nach Kraftwerken mit Kühlwassernutzung; im Bereich von Wasserkraftanlagen (Gewässergüteklassen)

5. Erschöpfbare Energievorräte

- Verbrauch an den erschöpfbaren Energieträgern Kohle, Erdöl, Erdgas, Uran
- Anteil dieser Energieträger am Primärenergieverbrauch
- Reichweite der Reserven und Ressourcen dieser Energieträger
- Anteil Deutschlands am globalen Verbrauch fossiler Energieträger.

6. Nicht energetische Ressourcen

- Materialintensität der Nutzung verschiedener Energieversorgungssysteme (für ausgewählte (Grund-) Stoffe, z.B. Eisen, Aluminium, Kupfer, Glas, Zement u.ä.);
- Bedarf von Energieversorgungssystemen an diesen Stoffen im Verhältnis zu deren gesamten Verbrauch
- Gesamter Materialverbrauch (biotisch und abiotisch)

7. Erneuerbare Energieströme

- Anteil erneuerbarer Energieträger an Primärenergie, Strom, Brennstoffe für Wärmezeugung, Kraftstoffen, aufgeschlüsselt nach Energiequellen
- Nutzungsrate bezogen auf die Regenerationsrate (Biomasse) bzw. Anteil am nutzbaren (technischen) Potenzial

8. Zusätzliche Indikatoren

- Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Sektoren und Anwendungszwecken bzw. Dienstleistungen
- Primärenergieverbrauch für Deutschland (Vorleistungen für Rohstoff- und Güterimporte abzgl. Aufwendungen für exportierte Rohstoffe und Güter)

- Änderungsrate der Effizienz (Energieproduktivität) bei Förderung, Umwandlung, Bereitstellung und Nutzung von Energierohstoffen
- Anteil Kraft-Wärme-Kopplung an Stromerzeugung

II) **Ökonomische und soziale Indikatoren**

9. *Kosten je Einheit Energiedienstleistung beim Nutzer*

- Je Endenergieträger bzw. Energietechnik (-system); volkswirtschaftliche Betrachtung: Vollkosten, Abschreibungsdauer = Nutzungsdauer;
- dto. je Energieart, welche vergleichbare Energiedienstleistungen erbringen kann (Strom, Nutzwärme, Kraftstoffe bzw. Fahrstrecke)

10. *Treibhausgas- (bzw. CO₂-) Vermeidungskosten*

- Je Energieträger bzw. Energietechnik (-system); bzw. je Energieart wie bei Indikatorengruppe 9

11. *(Gesundheitliche) Risiken der Energiebereitstellung*

- Emissionen und Abfälle (Indikatorengruppen 1,2, und 4)
- Schadensausmaß möglicher Großunfälle (insbesondere nuklearer Anlagen)
- Eintrittswahrscheinlichkeit möglicher Großunfälle (insbesondere nukleare Anlagen)
- Folgen der Klimaerwärmung

12. *Sozialverträglichkeit der Energieversorgung*

- Zentralisierungs- bzw. Dezentalisierungsgrad der Energieversorgung (z.B. Anteil von Anlagen < 10 MW)
- Grad bzw. Intensität des staatlichen Ordnungsrahmens
- Pluralität, bzw. Anzahl und Handlungsspielraum der einschlägigen wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Akteure
- Anteil der Energiekosten an den Lebenshaltungskosten privater Haushalte
- Anteil der Menschen ohne Zugang zu konventionellen Energieträgern und Strom

13. *Akzeptanz der Energieversorgungssysteme*

III) **Sonstige Indikatoren**

14. *Internalisierungsgrad ökologischer und sozialer Kosten*

- Anteil (direkt oder indirekt energiebezogener) ökologischer Steuern am Gesamtsteueraufkommen

15. Beschäftigungswirkungen

- Beschäftigungsentwicklung in der Energiewirtschaft
- Arbeitsplatzeffekte einer Veränderung des Energiesystems
- Erforderliche Beschäftigtenzahl zur Erbringung bestimmter Energiedienstleistungen bzw. der Bereitstellung vergleichbarer Energiearten (entsprechend Indikatorengruppe 9)

16. Importstrukturen der Energie

- Importanteil am Primärenergieeinsatz
- Diversifizierungsgrad der Importstruktur (Energieträger, Herkunftsländer)
- Aufgewandte Mittel für den Import von Energieträgern
- Qualität der importierten Energie (Klimaschutzbeitrag, Risikopotential)

17. Wettbewerbs- und Innovationsfähigkeit

- Aufwendungen für F&E und für die Markteinführung bzw. -stützung konventioneller und erneuerbarer Energien sowie für neue Energietechniken
- Relative Wettbewerbsfähigkeit im Bereich der Energietechnik (RCA-Werte)

18. Volks- und betriebswirtschaftliche Bedeutung der Energieversorgung

- Bruttoinlandsprodukt der Energiewirtschaft; Verhältnis zu gesamtem BIP
- Brutto-/Nettoanlageinvestitionen der Energiewirtschaft; Anteil für erneuerbare Energien
- Anteile der Energiekosten an den Gesamtkosten der Industrie (nach Branchen), des Kleinverbrauchs

19. Internationale Zusammenarbeit

- Liberalisierungsgrad des Energiehandels
- Exportmärkte (Mittelvolumen) von Energietechniken
- Importanteile von Energietechnologien und Energieträgern
- Umfang der Entwicklungshilfe, die in energiebezogene Entwicklungsprojekte fließt
- Anzahl von CDM/JI - Projekten bzw. deren Emissionsreduktions-Umfang.

Angesichts der Vielzahl der relevanten Kriterien und Indikatoren ist es aus Praktikabilitätsgründen notwendig, Hauptindikatoren zu bestimmen bzw. solche Indikatoren zu identifizieren, die als Leitgrößen Verwendung finden können. Im nachfolgenden Kapitel wird eine dementsprechende Auswahl vorgeschlagen und in einem Zielkatalog zusammengeführt.

1.4 Zielkatalog für eine zukunftsfähige Entwicklung der Energieversorgung in Deutschland

Ein operables Konzept für die Ableitung konkreter energiepolitischer Ziele vor dem Hintergrund der oben diskutierten Kriterien und Indikatoren verlangt einen Abgleich zwischen den bereits in der Politik diskutierten oder vereinbarten Zielvorstellungen und den vielfältigen in der Literatur für notwendig gehaltenen oder angestrebten Werten für die Indikatoren. Ein systematischer Vergleich der Zielvorstellungen bzw. der anzustrebenden Zustände in Literatur und Politik wurde u.a. in (BMW 1999) angestellt und daraus ein Zielkatalog abgeleitet, der als Grundlagen für zu entwerfenden energetische Szenarien dienen kann. Er zeigt zweierlei:

Erstens hat es den Anschein, dass die Politik die in der Literatur vorgeschlagenen Kriterien und Zielvorstellungen zumindest im Grundsatz akzeptiert und ihre Umsetzung im Prinzip für erforderlich hält. Zweitens fällt auf, dass die politischen Ziele teilweise deutlich weniger ambitioniert ausfallen als die in der Literatur vorgeschlagenen Zielsysteme. Mit Blick auf die technischen Potenziale sind in einigen Bereichen durchaus anspruchsvollere Ziele möglich. Weiterhin konzentrieren sich die konkreten politischen Ziele relativ stark auf die ökologischen Aspekte einer nachhaltigen Energieentwicklung, während ökonomische und soziale Ziele nur in sehr allgemeiner Form angesprochen werden.

Der Erstellung des Zielkatalogs lagen drei Überlegungen zu Grunde: Aus der Fülle von Vorschlägen bzw. Einzelzielen wurden diejenigen Vorgaben herausgefiltert, die für eine zukunftsfähige Energieentwicklung in Deutschland auf jeden Fall notwendig sind. Damit wird zwar eine Eingrenzung vorgenommen und entsprechend einige Aspekte vernachlässigt. Eine solche Vorgehensweise ist jedoch erforderlich, um ein operables Konzept erstellen zu können. Zweitens weichen die in der Literatur vorgeschlagenen bzw. bereits in der Politik implementierten Ziele in einzelnen Bereichen deutlich voneinander ab. Um dem gerecht zu werden, wurde jeweils die Bandbreite der jeweils vorgeschlagenen bzw. implementierten Ziele ermittelt. Hieraus werden dann die Maßstäbe für den Veränderungsbedarf abgeleitet. Diesem Ansatz liegt die Vorstellung zugrunde, dass die vorgeschlagenen bzw. bereits in politischen Programmen implementierten Ziele als Richtungs- bzw. Wegweiser für eine zukunftsfähige Entwicklung aufgefasst werden sollten und nicht als punktgenau zu erreichende Vorgaben.

Allerdings werden drittens die politischen Ziele in bestimmten Fällen als Mindestbedingungen aufgefasst, die es auf jeden Fall im Rahmen der energetischen Szenarien zu erreichen gilt. Dies ist dann der Fall, wenn die politischen Ziele nennenswert unter der durchschnittlichen Bandbreite der jeweiligen Literaturziele liegen. Hintergrund war die Überlegung, dass die jeweiligen politischen Ziele auf Grund geltender Übereinkommen bzw. nationaler Verpflichtungen ohnehin eingehalten werden müssen. Der Vergleich mit der durchschnittlichen Bandbreite der Literaturziele zeigt dann die Richtung, die für eine nachhaltige Entwicklung der Energienutzung eingeschlagen werden muss.

Ein Beispiel verdeutlicht die Vorgehensweise: Deutschland hat sich im Rahmen des europäischen Burden-sharing verpflichtet, die nationalen Treibhausgasemissionen bis 2008/2012 um 21% gegenüber 1990 zu verringern. Die in der Literatur vorgeschlagenen

Ziele liegen mit einer durchschnittlichen Bandbreite von 30 bis 40% im Zeitraum 2010/2020 aber höher. Entsprechend wird das politische Ziel der Treibhausgasreduzierung als Mindestbedingung angesehen und die in der Literatur vorgeschlagenen Ziele als durchschnittliche Bandbreite daneben gestellt, um die Richtung des Reduktionsbedarfs zu verdeutlichen.

Die abgeleiteten Ziele zur Minderung von Treibhausgasen und von Schadstoffemissionen (SO_2 , NO_x , NH_3 und VOC) orientieren sich an wissenschaftlichen Aussagen (z.B. IPCC) zu den Belastungsgrenzen der Ökosysteme. Diese Ziele sind anspruchsvoll; die derzeit ergriffenen Maßnahmen reichen aber nicht aus diese Ziele zu erreichen. Mit dem nationalen Klimaprogramm wurde eine weitere Anstrengung unternommen, das kurzfristige nationale Ziel 2005 für die Reduktion der Treibhausgase zeitgerecht doch noch zu erreichen. Für die längerfristigen Ziele liegen keine Maßnahmenkonzepte vor. Das BM für Wirtschaft und Technologie hat in seinem jüngsten Energiebericht (BMWi 2001) die Zielmarke einer 40%igen Reduktion der Treibhausgase bis 2020 für eine Analyse der Handlungsmöglichkeiten benutzt und daraus eine kritische Haltung zu ihrer ökonomieverträglichen Erreichbarkeit abgeleitet.

Für die Entwicklung der erneuerbaren Energien liegen auf Bundesebene und einzelnen Ländern für 2010 konkrete Zielsetzungen in Form des „Verdopplungsziels“ vor, die sich an den Vorschlägen des EU-Weißbuchs orientieren. Dieses Ziel dürfte im Strombereich angesichts der bereits angestoßenen dynamischen Entwicklung (vor allem im Bereich der Windenergie) mit großer Wahrscheinlichkeit zu erreichen sein. Im Wärmebereich sind über die derzeitigen Maßnahmen hinausgehende Anstrengungen in deutlichem Ausmaß erforderlich wenn die Zielsetzung zeitgerecht erfüllt werden soll. Die langfristigen Zielsetzungen, z.B. eines 50%igen Beitrags erneuerbarer Energien im Jahr 2050, die sich u. a. auch an Vorgaben des Bundesumweltministeriums orientieren sind sehr anspruchsvoll, könnten aber zur Erreichung einer ökologischen Nachhaltigkeit wesentliches beitragen. Aus Potenzialsicht sind sie erreichbar. Im fossilen Bereich stehen die Bemühungen eines Ausbaus der Kraft-Wärme-Kopplung im Vordergrund. Das in Übereinstimmung mit der EU formulierte Verdopplungsziel (vgl. Klimaschutzprogramm) bis 2010 ist – vor allem vor dem Hintergrund der Liberalisierung der Energiemärkte und dem derzeitigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, d.h. auch unter Berücksichtigung des zum 1. April 2002 in Kraft tretenden KWK-Gesetzes – sehr anspruchsvoll. Potenziell sind die Ziele realistisch.

Die derzeitigen deutschen Zielsetzungen im Bereich einer rationelleren Energienutzung entsprechen einer jährlichen Produktivitätssteigerung (Erhöhung der Energieproduktivität) von etwa 3,5%. Der tatsächliche Wert der letzten Jahre lag jedoch lediglich bei etwa der Hälfte. Die Zielsetzung ist anspruchsvoll, liegt aber im Bereich der wissenschaftlich diskutierten Zielvorstellungen und –möglichkeiten einer konsequenten Effizienzpolitik. Die für die Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ aktuell zusammengestellten Erkenntnisse in diesem Bereich bestätigen erneut die beträchtlichen Potenziale einer gezielten Effizienzstrategie. Sektorale bedarf es sehr unterschiedlicher Anstrengungen zur Zielerreichung. Während im Industrie- und Kleinverbrauchsbereich die Entwicklung weitgehend zeitgerecht in Richtung der Zielwerte verläuft, sind im Verkehrssektor und im Ge-

bäudebereich die Maßnahmen deutlich zu verschärfen, wenn die Zielsetzung erreicht werden soll.

Das Ziel, die Rohstoffproduktivität in Deutschland in den nächsten 20 Jahren um das 2,5-fache zu steigern liegt deutlich unter den in der Wissenschaft und auf EU-Ebene diskutierten Faktor 4 bzw. Faktor 10 – Konzepten. Dieses Ziel kann daher lediglich als richtiger Wegweiser dienen und sollte, z.B. parallel zum Diskussionsstand in der EU weiter angehoben werden.

In manchen Bereichen ist es nicht erforderlich, eine solche Differenzierung wie in den vorgenannten Beispielen vorzunehmen, weil sich politische Ziele und Vorschläge in der Literatur (in etwa) entsprechen. Teilweise können die Ziele auch nach Fristigkeiten getrennt dargestellt werden. Dies ist jedoch nur bei den ökologischen Zielen sinnvoll. Der so ermittelte Zielkatalog ist in Tabelle 1-3 aufgelistet. Noch einmal zur Verdeutlichung: Es sind als Mindestanforderungen diejenigen Ziele vorgegeben, die im Rahmen einer nachhaltigen Entwicklung in jedem Fall erreicht werden sollten und zum Teil bereits als politische Vorgaben fixiert sind. In der rechten Spalte sind unter „Ziel“ diejenigen Vorgaben subsummiert, deren Erreichung im Sinne einer nachhaltigen Entwicklung darüber hinausgehend geboten erscheint.



Tabelle 1-3: Zielkatalog für eine zukunftsfähige Energieentwicklung in Deutschland (Quelle: Prognos AG, Wuppertal-Institut in BMWi 2000; eigene Erweiterungen und Modifikationen)

Bereich	Mindestanforderung			Ziel		
	2005	2008/2012		2005	2010/2020	2040/2050
Ökologie						
CO ₂ / weitere Treibhausgase	CO ₂ : - 25% auf Basis 1990	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, PFC, HFC, SF ₆ : - 21% auf Basis 1990		- 25% auf Basis 1990 bzw. 1995	- 30 – 40% auf Basis 1990 bzw. 1995	- 70 – 80% auf Basis 1990 bzw. 1995
SO ₂	- 70% in 2010 auf Basis 1990			k. A.	- 70 – 80%	k. A.
NO _x	- 60% in 2010 auf Basis 1990			- 60 – 70%	- 70 – 90%	- 90 – 100%
Erneuerbare Energien	2010	2030	2050	2010/2020	2040/2050	
	Verdopplung des Anteils an der Stromerzeugung im Jahr 2000 auf mindestens 12,5% und am Primärenergieverbrauch auf mindestens 4,2%	25% des Primärenergieverbrauchs	50% des Strom- und Primärenergieverbrauchs	5 bis 15% des Primärenergieverbrauchs	50 bis 75% des Primärenergieverbrauchs	
Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)	2010			2005/2010		2040/2050
	18% KWK-Anteil an Bruttostromerzeugung; vgl. auch CO ₂ -Minderungsziele (EU-Ziel)			15% – 25% Anteil		> 35% Anteil
Rationelle Energiewandlung	Jährliche Energieproduktivitätssteigerung um 3,5% bis 2020					
Materialverbrauch	Erhöhung der Rohstoffproduktivität auf das Zweieinhalbfache bzw. Verringerung der Rohstoffintensität um 60%			2010/2020		2040/2050
				- 20 – 30%		- 75 – 90%
Ökonomie/Soziales System						
Internationale übergeordnete Ziele	Sicherung international funktionsfähiger Zusammenarbeit durch fairen Welthandel von Gütern und Rohstoffen, Sicherstellung eines angemessenen Finanz-, Technologie- und Innovationstransfers zwischen Industrie- und Entwicklungsländern und gezielte friedenssichernde Maßnahmen					
Nationale Wirtschaftsstruktur	Mögl. große Branchen- und Unternehmensvielfalt, hohe Innovationsfähigkeit und Krisenfestigkeit					
Produktions- und Konsumgewohnheiten	Unterstützung nachhaltiger Konsum- und Produktionsweisen, öko-effizienter Dienstleistungen (nicht nur Energiedienstleistungen, sondern z. B. auch Car-Sharing etc.)					
Gesundheit	Reduzierung der energiebedingten Gesundheitsrisiken: Verringerung der Emissionen, Vorsorge gegen Strahlenbelastungen, Vermeidung von Schwermetallemissionen und Lärm					
Beschäftigung	Keine Arbeitsplatzverluste auf gesamtwirtschaftlicher Ebene, ggf. erforderliche strukturelle Veränderungen (Verschiebungen zwischen Sektoren u. Veränderung der Qualifikationsstruktur) müssen sozial- und wirtschaftsverträglich gestaltet werden			(nachhaltige) Vollbeschäftigung		
Soziale Verträglichkeit	Energiekosten sollen in einem angemessenen Verhältnis zu Kosten anderer lebenswichtiger Güter und Dienstleistungen stehen; insbesondere muss Energie für sozial schwache Haushalte bezahlbar bleiben. An der Ausgestaltung des Energiesystems müssen Akteure unterschiedlicher Interessengruppen in ausreichender Zahl beteiligt sein; zu starken Konzentrationstendenzen auf der Angebotsseite sollte politisch entgegengewirkt werden					
Versorgungssicherheit	Ist zu gewährleisten durch Diversifikation der Energiequellen und –träger, durch entsprechenden Netzbetrieb sowie durch Energieproduktivitätssteigerungen (bei Energieerzeugung und –nutzung)					
Infrastruktur für Energie	, Erhalt, weiterer Ausbau und Optimierung der zu allgemeinen Energieversorgung, zur Energieproduktivitätssteigerung und zur Ausbreitung erneuerbarer Energien notwendigen Infrastruktur (Strom- u. Gasnetz incl. Regelung für Betrieb, Energieeffizienzagentur)					
Wirtschaftlichkeit	Betriebswirtschaftliche Wirtschaftlichkeit der Investitionen/Maßnahmen muss gegeben sein, erneuerbare Energien und Techniken zur Energieproduktivitätssteigerung sind im Sinne einer gezielten Markteinführungsstrategie . zeitlich begrenzt zu fördern ; Subventionen in nicht nachhaltige Energieformen sind abzubauen; die Internalisierung externer Kosten sollte weiter vorangebracht werden.					

2. Analyse und Kategorisierung aktueller Szenarien

Im Rahmen dieses Kapitels werden die wesentlichen heute bekannten Szenarien (zum Begriff Szenario und seiner Abgrenzung zur Prognose vgl. nachfolgenden Exkurs) untersucht und kategorisiert. Dabei wird unterschieden zwischen nationalen Szenarien mit kurz- bis mittelfristigem Zeithorizont (bis 2030), nationalen Langfristszenarien (bis 2050) und Szenarien mit europäischer oder weltweiter Betrachtungsebene.

Exkurs 2-1: Abgrenzung zwischen Prognosen und Szenarien

Aussagen über die Zukunft sind prinzipiell unsicher. Das gilt insbesondere für langfristige Prognosen über Wirtschaftswachstum, Technologieentwicklung und Energieverbrauch. Aus der Vergangenheit wissen wir: Fehlprognosen über die Entwicklung des Energiesystems sind eher die Regel als die Ausnahme. Nicht selten haben diese dazu geführt, dass die relative Zunahme des Energieverbrauchs in seiner zeitlichen Entwicklung überschätzt worden ist. Viele Kraftwerke sind unter diesen falschen Annahmen gebaut worden. Erst später hat man dann erkannt, dass sie eigentlich nicht gebraucht werden. Infolge der dynamischen Entwicklung der nationalen und globalen Märkte haben diese Unsicherheiten eher noch zugenommen. Vieles spricht auch dafür, dass die Geschwindigkeit des technischen und sozialen Wandels weiter zunimmt. Eine Folge dieser Beschleunigung ist eine wachsende Prognoseunsicherheit. Wer kann denn schon sicher abschätzen, ob und wann z. B. Kleinst-Brennstoffzellen in den Markt eingeführt werden und zu welchen Veränderungen ihre Marktpenetration führen wird. Gleichermäßen liegen aber auch für strukturelle Veränderungen der Energiewirtschaft, wie die Öffnung der Märkte, ein hohes Maß an Unsicherheiten vor. Die Liberalisierung der Energiemärkte stellt die größte Marktveränderung seit dem 2. Weltkrieg dar und ist in ihren Ausmaßen auch heute noch nicht vollständig erkennbar. Die ersten Erfahrungen zeigen, dass Geschwindigkeit und Umfang der Implikationen deutlich schneller und vielschichtiger waren als zuvor prognostiziert wurde.

Ernüchtert durch die geringe Treffsicherheit von Prognosen über voraussichtliche Trendentwicklungen wurde Anfang der siebziger Jahre damit begonnen, alternative Zukunftspfade in Szenarien zu beschreiben. Das global und in vielen Märkten tätige Unternehmen Shell gehörte dabei zu den Pionieren der Szenarioarbeit. In Energieszenarien werden konsistente Pfade beschrieben, die vom jeweils aktuellen Zustand als möglich erachtet werden können. Sie versuchen nicht zu beschreiben, wie die Realität sich wahrscheinlich entwickeln wird, sondern wie sie sich unter bestimmten Bedingungen entwickeln könnte. Szenarien stellen dabei in sich geschlossene und widerspruchsfreie Zukunftsentwürfe dar, die auf der Basis von konsistenten Annahmen, mit Computermodellen und mehr oder weniger umfangreichen Datensätzen sowie nach gewissen Grundphilosophien ihrer Konstrukteure errechnet werden. Sie ermöglichen einen transparenteren wissenschaftlichen und gesellschaftspolitischen Diskurs über die „Wünschbarkeit der Ziele“ und die „Realitätstüchtigkeit von Mitteln“. Die Maxime bei der Szenarioentwicklung läßt sich damit auch folgendermaßen zusammenfassen: Wichtiger als eine unter Trendbedingungen wahrscheinliche Zukunft vorherzusagen, ist das Wissen darüber, ob und inwieweit Entscheidungsspielräume existieren und welche unterschiedlichen Ziele auf welchem Wege mit heutigen Entscheidungen erreicht werden können.

In den Szenarien werden zum Teil sehr unterschiedliche Zukunftspfade aufgezeigt. Um bei der Analyse eine Übersicht zu behalten werden sie – soweit eindeutig möglich – in Rubriken eingeteilt. Dabei wird auftragsgemäß unterschieden zwischen

- Status Quo-Szenarien
- Effizienzszzenarien und
- Nachhaltigkeitsszenarien.

Status Quo- oder Trendszenarien leiten sich aus Business-as-Usual Betrachtungen ab Sie zeigen Wege auf, die sich entweder ausschließlich aus der Vergangenheit extrapolieren lassen und/oder berücksichtigen zusätzlich lediglich diejenigen Maßnahmen die heute schon beschlossen sind bzw. deren Umsetzung sich unmittelbar abzeichnet. Nachhaltigkeitsszenarien orientieren sich dagegen an den in Arbeitspaket 1 aufgeführten Nachhaltigkeitszielen (vgl. nachfolgenden Exkurs) und versuchen diese weitestgehend zu erfüllen. Die von der Bundesregierung vorgegebenen Zielwerte (z. B. Klimaschutzziele) spielen dabei eine zentrale Rolle. Effizienz-Szenarien werden sich vom Grad der Zielerreichung zwischen den beiden vorgenannten Varianten ansiedeln. Sie zeichnen sich darüber hinaus vor allem dadurch aus, dass sie die rationelle Energieanwendung in den Mittelpunkt stellen.

Auf der Basis der Analyse der bestehenden Szenarien, deren Mehrzahl sich auf die mittelfristige Zeitebene konzentriert, kann anschaulich gemacht werden, welche Bedeutung den nächsten 20 bzw. 30 Jahren bei der Realisierung einer langfristig nachhaltigen Energienutzung in Deutschland zukommt bzw. welche Zielabweichungen (und in welcher Größenordnung) zu erwarten sind, wenn man den einen oder anderen Weg folgt, und welche Teilbereiche des Energiesystems dabei besondere Bedeutung besitzen. Beschreitet man beispielsweise zu lange einen Status Quo-Pfad (vgl. Abbildung 2-1), ist zu erwarten, dass die gewünschte Zielerreichung zunehmend erschwert wird oder mit nur noch sehr großem Aufwand erreichbar ist. Ab einem bestimmten Zeitpunkt können dann die angestrebten Ziele überhaupt nicht mehr erreicht werden.

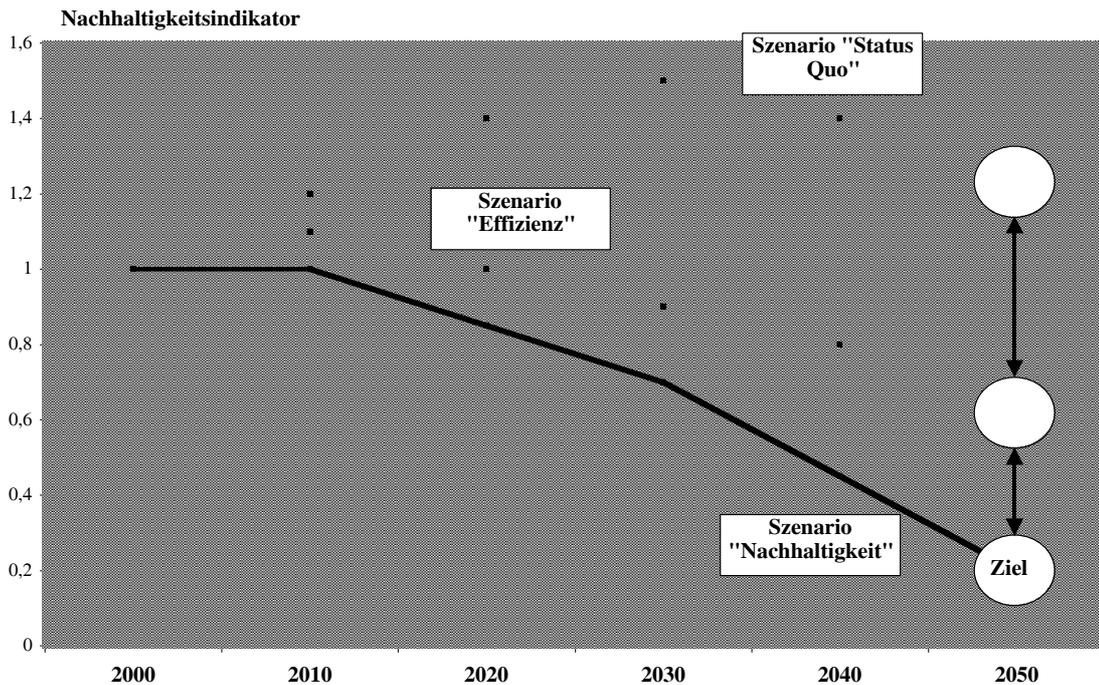


Abbildung 2-1: Beispielhafte Abweichung von der Zielvorgabe in Abhängigkeit des gewählten Zukunftspfades für die obigen Szenariokategorien

Übersicht über ausgewählte Nachhaltigkeitsziele (vgl. Kapitel 1)

- Zugang für alle und Verteilungsgerechtigkeit
- Bedarfsgerechte Nutzung und dauerhafte Versorgungssicherheit
- Ressourcenschonung
- Umwelt- Klima- und Gesundheitsverträglichkeit
- Risikoarmut und Fehlertoleranz
- Soziale Verträglichkeit
- Umfassende Wirtschaftlichkeit
- Internationale Kooperation

Für die Einordnung der einzelnen Szenarien in die verschiedenen Kategorien aber auch als strukturierendes Hilfsmittel für die Beschreibung werden die wesentlichen sie charakterisierenden Aspekte nach einem einheitlichen Kriterienraster herausgearbeitet. Dabei werden die wichtigsten aus Kapitel 1 abgeleitete Indikatoren verwendet. Von Bedeutung als Gradmesser für die ökologische Nachhaltigkeit sind dabei vor allem

- der resultierende End- und Primärenergieaufwand sowie der Brennstoffmix als Maßstab für den Ressourcenschutz und die Versorgungssicherheit,
- die hiermit korrespondierenden CO₂-Emissionen als Maßstab für den Klimaschutz,
- der Anteil erneuerbarer Energien als Maßstab für einen klimaverträglichen Anteil an der Energiebereitstellung,

- die (Energie-)Produktivitätssteigerung als Maßstab für den Ressourcenschutz und
- der Kernenergieanteil als negativer Maßstab für die Risikoarmut und Fehlertoleranz

Darüber hinaus sind von Bedeutung der Ausstoß anderer Luftschadstoffe, die Beiträge der fossilen Energieträger (wobei die heimischen Energieträger einer besonderen Betrachtung unterzogen werden), die Rolle der rationellen Energiewandlung und –nutzung und neuer Technologien in den einzelnen Verbrauchssektoren, die resultierenden Veränderungen im Sektor Verkehr, sowie die Entwicklung des Strombedarfs als bisher noch ansteigender Teil des Endenergiebedarfs.

2.1 Nationale Kurz- bis Mittelfristszzenarien

In der Rubrik nationale Kurz- bis Mittelfristszzenarien werden nachfolgende Untersuchungen detaillierter betrachtet:

- von Prognos /EWI (Energierport III), 1999
- der Enquête-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“, 1990-1995
- der Gruppe Energie 2010, Phase I und II, 1995 und 1998
- des Umweltbundesamtes (Politikszzenarien I und II), 1997-1999
- vom Wuppertal Institut (im Auftrag des Bundesumweltministerium), 1999 - 2000
- vom Öko-Institut (im Auftrag der Heinrich Böll Stiftung), 1998-2000
- die im Rahmen des vom BMBF unterstützten Modellexperimentes durchgeführten Szenarioanalysen¹, 1998-2000
- eine Untersuchung des Forschungszentrums Jülich für die Landesregierung von NRW sowie
- von Esso (Esso Report 2000)

2.1.1 Der Trendsetter: Business as Usual im Blickfeld

Im Jahr 1999 hat Prognos zusammen mit dem Energiewirtschaftlichen Institut der Universität Köln den neusten **Energierport III** vorgestellt (Prognos/EWI 1999), der auf der Tradition der Prognosszenarien aufbaut. Dieser eher prognostischen Beschreibung der Energiezukunft liegt die Annahme zugrunde, dass sich die Entwicklung im Rahmen von „Business as Usual“-Aktivitäten fortsetzt. Dabei wird unterstellt, dass Maßnahmen, die heute schon beschlossen sind, erfolgreich umgesetzt werden und solche, die heute absehbar sind, ebenfalls implementiert werden. Die wesentlichen Ergebnisse sind in nachfolgender Tabelle dokumentiert.

¹ Im Rahmen des Modellexperimentes wird der Versuch gemacht auf der Basis vereinheitlichter Rahmenbedingungen Unterschiede in den Modellergebnissen aufzuzeigen und zu interpretieren. Insgesamt nahmen sieben Institutionen (u. a. das Wuppertal Institut, das IER in Stuttgart und das FZ Jülich) an diesem Modellexperiment teil.

Tabelle 2-1: Wesentliche Ergebnisse des Energiereports III (Prognos 1999)

1990	1997 ¹	2005	2010	2020
Primärenergieverbrauch in PJ/a				
	14.596	14.697	14.675	13.808
Endenergieverbrauch in PJ/a				
	9.542	9.751	9.751	9.396
Nettostromverbrauch in TWh/a				
	510,2	541,1	572,7	579,9
Beitrag Kernenergie in PJ/a				
	1.858	1.851	1.638	585
Beitrag der KWK zur Stromerzeugung in TWh/a				
	78,0	94,0	105,2	120,8
Anteil regenerativer Energien ¹ in% (Substitutionsmethode)				
	2,3	3,05	3,4	4,3
Resultierende CO ₂ -Emissionen in Mio. t/a				
991	885	855	855	847
¹ die für 1997 ausgewiesenen Werte entsprechen Modellergebnissen und nicht statistischen Größen				

Im Energiereport III kommt es **Tabelle 2-1** zufolge zu einem moderaten Rückgang des Endenergie- und einem aufgrund überproportionaler Produktivitätsteigerungen im Umwandlungsbereich etwas deutlicheren Rückgang des Primärenergieverbrauchs im betrachteten Zeitverlauf. Primärenergieeitig sinkt die Nachfrage nach Energieträgern mittel- bis langfristig ab. Der Primärenergieverbrauch reduziert sich nach einem kurzfristigen Anstieg von 14.596 PJ in 1997 auf 14.675 PJ in 2010 und dann auf 13.808 PJ in 2020. Endenergieeitig kommt vor allem Strom im Zeitverlauf eine stärkere Bedeutung zu. Während die Nachfrage nach Mineralöl- und Kohleprodukten stark rückläufig ist, der Erdgasverbrauch der Verbraucher außerhalb des Kraftwerksbereichs in etwa konstant bleibt, steigt die Nachfrage nach Strom noch um knapp 0,6%/a an.

Im Rahmen der Prognos-Analysen ist für die Kernkraftwerke angenommen worden, dass sie nach 35 Betriebsjahren vom Netz genommen werden. Damit stimmt die Annahme relativ genau mit dem Mitte 2000 zwischen Bundesregierung und Kraftwerksbetreibern ausgehandelten Konsens über die Zukunft der nuklearen Stromerzeugung in Deutschland überein (hierbei ist eine Reststromerzeugung aller Kernkraftwerke von 2.623 TWh festgelegt worden). Neben dem Kernenergieanteil am Primärenergiebedarf ist vor allem der Steinkohleeinsatz im Zeitverlauf stark rückläufig. Dagegen erhöht sich die Verwendung von Erdgas signifikant. Die im Jahr 2020 eingesetzte Erdgasmenge liegt um rund 27% oberhalb des Niveaus des Jahres 1997, was nahezu ausschließlich auf den verstärkten Einsatz im Stromsektor zurückzuführen ist.

Im Vergleich zum Erdgas eher moderate Zuwächse weisen demgegenüber im Trend die erneuerbaren Energien auf. Ihr Primärenergieanteil steigt von rund 2,3% in 1997 auf 4,3%

in 2020. Den Analysen von Prognos/EWI zufolge wird bereits im Trend eine Ausweitung der Stromerzeugung in KWK-Anlagen bis auf rund 105 TWh (120,8 TWh) im Jahr 2010 (2020) erwartet. Dies entspricht einer Erhöhung der KWK-Stromerzeugung bis 2010 (2020) um ca. 35% (55%) gegenüber dem Ausgangsniveau des Jahres 1997. Im Vergleich dazu werden die trendgemäßen Entwicklungsperspektiven der KWK in Untersuchungen anderer Institute (z. B. AGFW 2000, Wuppertal Institut 2000) pessimistischer eingeschätzt. Dies gilt insbesondere für den Bereich der öffentlichen KWK-Anlagen. Hier wird davon ausgegangen, dass ohne flankierende Maßnahmen der derzeitige Verdrängungswettbewerb mindestens noch drei bis fünf Jahre, möglicherweise aber auch ein Jahrzehnt andauern wird. Ohne Gegenmaßnahmen – wie sie derzeit bezüglich der Implementierung einer Quotenregelung in der Diskussion sind – werden wahrscheinlich gerade im öffentlichen Bereich zunehmend KWK-Anlagen stillgelegt werden² und die geplanten bzw. absehbaren Zuwächse an anderer Stelle (industrielle und dezentrale KWK) kompensieren (Fischedick 2000).

Im Rahmen der von Prognos beschriebenen Trendentwicklung werden schließlich die Klimaschutzziele der Bundesregierung (Selbstverpflichtung zur Minderung der CO₂-Emissionen um 25% bis 2005 im Vergleich zu 1990) deutlich verfehlt. Die CO₂-Emissionen sinken bis zum Jahr 2010 (2020) lediglich um 13,8% (14,6%) gegenüber dem Ausgangsniveau des Jahres 1990. Längerfristig wird eine Reduzierung der CO₂-Emissionen um knapp 20% erreicht. Auch die Kyoto-Ziele (21% Minderung im Mittel für den Zielzeitraum 2008 bis 2012 im Vergleich zu 1990) werden damit für das Jahr 2010 zumindest in Bezug auf das klimarelevante Spurengas CO₂ maßgeblich verfehlt. Deutlich besser sieht die Bilanz gemäß des Energiereports für andere wichtige Treibhausgase (insbesondere Methan und Lachgas) aus, deren Minderungsbeitrag höher ausfällt als die Kyotoziele. Hierdurch kann umgerechnet in CO₂-Äquivalente ein zusätzlicher über die Kyoto-Zielsetzung hinausgehender Minderungsbeitrag von bis zu 32,5 Mio. t CO₂-Äquivalent in 2005 und 39 Mio. t CO₂-Äquivalent in 2010 beigetragen werden. In der Gesamtbilanz ergibt sich hierdurch für die betrachteten Klimagase eine Minderung um maximal 17,7% bis zum Jahr 2010. Für das Jahr 2020 kann über die anderen Treibhausgase kein Kompensationsbeitrag geleistet werden, hier bleibt es demnach bei dem zuvor ausgewiesenen Reduktionsniveau von rund 20%.

Traditionell beschäftigt sich auch der Mineralölkonzern Esso mit Zukunftsprognosen. In der **Esso Energieprognose 2020 „Zukunft sichern – Energie sparen“** ist ein Business as usual geprägter Zukunftspfad bis zum Jahr 2020 dargestellt (Esso 2000). Danach reduziert sich der Primärenergieaufwand von 14.452 PJ im Jahr 1998 über 14.212 PJ im Jahr 2010 auf 13.509 PJ im Jahr 2020 (vgl. **Tabelle 2-2**). Während die Stein- und Braunkohle den Esso-Analysen zufolge ihre Anteile im wesentlichen halten können, sinkt die Kernenergie auf etwa die Hälfte ihres ursprünglichen Betrages ab, während Erdgas um rund 30% und die erneuerbaren Energien sogar um rund 130% zulegen können. Der Mineralölverbrauch nimmt Esso zufolge in Deutschland um knapp 20% ab.

² Die Fernwärmeversorgung wird unter dieser Voraussetzung zunächst durch Heizkessel sichergestellt und ggf. im späteren Zeitverlauf durch eine dezentrale Versorgung abgelöst werden.

Auch nach den Vorgaben der Esso-Prognose ist demnach die effiziente Nutzung von Energie ein wesentlicher Beitrag der zukünftigen Energieversorgung. Die Energieeffizienz (spezifischer Energieverbrauch pro produzierte Einheit) verbessert sich danach von 1998 bis 2020 im Bereich der Industrie um 32%, im Straßenverkehr um 31%, im Haushaltssektor um 26% und im Kraftwerkssektor um 14%. Gegenüber der gleich langen Periode 1970 bis 1998 entspricht dies einer Verringerung bei Industrie und Haushalten aber größeren Erfolgen im Verkehr und bei den Kraftwerken. Das Klimaschutzziel der Bundesregierung kann vor diesem Hintergrund zu etwa 60% erreicht werden. Die Kyoto-Verpflichtung wird mit einer Minderungsrate von 16,8% im Jahr 2010 zu 80% realisiert.

Tabelle 2-2: Wesentliche Ergebnisse der Esso-Prognose (Esso 2000)

1990	1998	2005	2010 ¹	2020
Primärenergieverbrauch in PJ/a				
	14.452	14.418	14.212	13.509
Resultierende CO ₂ -Emissionen ¹ in Mio. t/a				
1.019	879	863	846	821
Resultierende CO ₂ -Emissionen in Mio. t/a				
987	857	838	821	799
bedingte Emissionen				

2.1.2 Wie sah der Blick auf die Energiezukunft zu Beginn der neunziger Jahre aus

Zu Beginn bis Mitte der neunziger Jahre haben insbesondere die Enquête-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ und die Gruppe Energie 2010 die Szenariodiskussion in Deutschland geprägt. Obwohl diese Arbeiten bereits durch die aktuelle Entwicklung zum Teil überholt worden sind (z. B. Liberalisierung der Energiemärkte, Kernenergiekonsens zwischen Bundesregierung und Kraftwerksbetreibern, Ökologische Steuerreform), sollen sie doch hier aufgeführt werden, da sie hinsichtlich der Erreichbarkeit der Klimaschutzziele einige wichtige Informationen beitragen können.

Die Studien der **Enquête-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“** enthalten ein Referenzszenario und verschiedene CO₂-Minderungsszenarien. Die beiden wichtigsten beziehen auch Minderungsmaßnahmen im Verkehrsbereich ein (R1V, R2V). Maßgabe für die Klimaschuttszenarien ist eine Reduktion der CO₂-Emissionen um 25% bis zum Jahr 2005 bzw. 45% bis zum Jahr 2020 (jeweils bezogen auf 1990). Der wesentliche Unterschied der Szenarien besteht in der Behandlung der Kernenergie. Während in Szenario R1V von einem im wesentlichen bis zum Jahr 2020 konstanten Beitrag der Kernenergie zur Stromerzeugung ausgegangen wird, unterstellt das Szenario R2V einen Ausstieg bis zum Jahr 2005. Die Ergebnisse der Enquête-Kommission zeigen, dass aus Klimaschutzgründen zunächst eine Reduzierung des Primärenergieverbrauchs notwendig ist (vgl. **Tabelle 2-3**). Während dieser im Referenzfall nur geringfügig bis zum Jahr 2020 absinkt, verringert sich der Einsatz an Primärenergieträgern im Vergleich zum Ausgangsniveau des Jahres 1990

unter Beibehaltung der ursprünglichen Kapazität der Kernkraftwerke um fast 25% (R1V) und bei einem kurzfristigen Ausstieg sogar um mehr als 30% (R2V).

Neben der verstärkten Primärenergieeinsparung ist eine deutliche Ausweitung des Primärenergieanteils von erneuerbaren Energien erforderlich. Bis zum Jahr 2010 muss sich ihr Anteil unter Einhaltung der Klimaschutzziele bei konstanter Kernenergiekapazität mehr als verdoppeln, unter frühzeitigem Verzicht auf die Kernenergie sogar mehr als verdreifachen. Bis 2020 ist noch einmal eine Erhöhung um rund 50% erforderlich. Die Stromerzeugungsstruktur verschiebt sich in den Enquête-Szenarien stark zugunsten des Erdgases. Insbesondere im Szenario R2V werden im großen Umfang neue Erdgas-GUD-Kraftwerke mit Wärmeauskopplung gebaut.

Tabelle 2-3 Charakteristische Kenngrößen in den Szenarien der Enquête-Kommission (Enquête 1995)

	1990	2005	2010 ¹	2020
Primärenergieverbrauch in PJ/a				
R2V	14.828	11.902	11.366	10.295
R1V	14.828	12.854	12.311	11.226
Referenz	14.828	14.201	14.141	14.022
Beitrag Kernenergie in PJ/a				
R2V	1.446	0	0	0
R1V	1.446	1.526	1.526	1.526
Referenz	1.446	1.526	1.526	1.526
Anteil regenerativer Energien in% (Substitutionsmethode)				
R2V	1,95	4,8	6,7	10,5
R1V	1,95	3,8	4,6	6,3
Referenz	1,95	3,4	3,7	4,5
¹ Ergebnisse interpoliert; ² die für 1990 ausgewiesenen Werte entsprechen Modellergebnissen und nicht statistischen Größen				

In Studien der Gruppe „Energie 2010“ (Altner u.a. 1995 und aktualisiert in Altner u.a. 1998) sind ebenfalls für das Jahr 2010 unterschiedliche Entwicklungslinien (als Zielwerte) aufgezeigt worden. Für erneuerbare Energien beispielsweise ist ein unterer Zielwert definiert worden, der den erforderlichen Mindestbeitrag beschreibt, um stabile Märkte zu generieren und Kostendegressionspotenziale zu mobilisieren. Mit dem oberen Zielwert kann die mit dem Ausbau von erneuerbaren Energien verbundene Marktdynamik auf einem höheren Niveau stabilisiert werden. Die Zielwerte sind eingebunden worden in unterschiedliche Varianten der Primärenergiebedarfsdeckung, bezüglich der Zukunft der Kernenergie, der Energieimportpolitik und der resultierenden CO₂-Emissionen, von den denen hier zwei diskutiert werden sollen.

- Im *Pfad a* ist unterstellt worden, dass der Beitrag der Kernenergie sich entsprechend einer Referenzentwicklung leicht gegenüber dem Ausgangsniveau des Jahres 1993 erhöht und sich der Stromimportsaldo ebenso entwickelt wie in der Referenzentwicklung.
- In *Pfad c* wird hingegen angenommen, dass der gesamte Kernenergiebeitrag und der gesamte Stromimportsaldo durch fossile Erzeugung im Inland (je hälftig durch Kohle und Erdgas) ersetzt werden.

Für die erneuerbaren Energien sind die genannten Ziele (z. B. stabile Entwicklung von Märkten für alle relevanten technologischen Optionen) nur durch eine deutliche Ausweitung erreichbar. Der Beitrag zur Stromerzeugung (ohne Müllverbrennung) erhöht sich so von 20,6 TWh/a in 1994 auf 42,2 TWh/a (unterer Zielwert) bzw. 51,1 TWh/a (oberer Zielwert) im Jahr 2010, d. h. um den Faktor 2,0 bis 2,5. Wärmeseitig wird aufgrund des Nachholbedarfs von deutlich größeren Steigerungsraten ausgegangen. Die durch erneuerbare Energien substituierte Brennstoffmenge (zur Wärmebereitstellung) entsprach 1994 einem Energieinhalt von 42 PJ/a. Für die Erreichung des unteren Zielwerts ist eine Ausweitung auf 190 PJ/a und für den oberen Zielwert bis auf 314 PJ/a notwendig. Je nach Randbedingungen (*Pfad a* oder *c*) erhöht sich der Primärenergieverbrauchsanteil der erneuerbaren Energien damit auf bis zu 8,2% (**Tabelle 2-4**). Damit ist in diesen Szenarien das jetzt politisch fest vereinbarte Verdopplungsziel 2010 vorweggenommen und gezeigt worden, dass dies eine Mindestforderung sein muss, wenn erneuerbare Energien in absehbarer Zeit substantielle Beiträge zur Energieversorgung leisten sollen.

Abgesehen von einem Ausbau der erneuerbaren Energien spielt bei den Szenarien der Gruppe Energie 2010 mittelfristig die Primärenergieeinsparung die größte Rolle, wenn engagierte Klimaschutzziele erreicht werden sollen. Im Zielszenario II (*Pfad a*: CO₂-Minderung 45% gg. 1990) sinkt die eingesetzte Energieträgermenge bis zum Jahr 2010 im Vergleich zum Ausgangsniveau des Jahres 1990 um mehr als 25% ab. Beschränkt man sich auf eine Reduzierung des CO₂-Ausstoßes um rund ein Drittel erfordert dies eine Minderung des Primärenergieeinsatzes um etwa 20%. Vergleichbar den Szenarien der Enquête-Kommission verändert sich auch die Stromerzeugungsstruktur deutlich und verschiebt sich zugunsten des Erdgases. Dabei wird nicht nur unterstellt, dass im großen Umfang neue Erdgas-GUD-Kraftwerke gebaut werden, sondern dass es zudem zu einer nennenswerten Ausweitung der Kraft-Wärme-Kopplung kommen wird. Dies gilt mit einer angenommenen mehr als Verdreifachung auch für den Bereich der öffentlichen Kraft-Wärme-Kopplung (vgl. Tabelle 2-4).

Tabelle 2-4: Wesentliche Ergebnisse der Studie Energie 2010 (Altner u.a. 1995)³

	1990 ¹	2010 (Pfad a)	2010 (Pfad c)
Primärenergieverbrauch in PJ/a			
Ziel I	14.794	11.870	11.870
Ziel II	14.794	10.867	10.867
Referenz	14.794	14.141	14.141
Kernenergiebeitrag in PJ/a			
Ziel I/II	1.448	1.526	0
Ziel I	1,85	5,7	5,7
Ziel II	1,85	8,2	8,2
Referenz	1,85	3,7	3,7
Stromerzeugung in KWK-Anlagen in TWh (öffentliche KWK)			
Ziel I	18,05	69,45	69,45
Ziel II	18,05	83,9	83,9
Referenz	18,05	34,45	34,45
CO ₂ -Emissionen in Mio. t			
Ziel I	986	657	783
Ziel II	986	553	676
Referenz	986	880	880

2.1.3 Aktuelle maßnahmenorientierte Szenarien: eine praxisorientierte Basis für richtungssicheres Handeln

Die in vielen Szenarien beschriebenen Entwicklungspfade sind mit einer Vielzahl an Strukturänderungen verbunden, die wiederum unter Umständen vielfältige Konfliktfelder implizieren und denen zahlreiche Hemmnisse gegenüberstehen. Diese müssen durch eine sinnvolle Abstimmung von einzelwirtschaftlichen Projekten und staatlicher Rahmensetzung minimiert werden. Die bei der Realisierung einer nachhaltigen Energieversorgung anfallenden Konfliktfelder und energiepolitischen Herausforderungen können mit rein mengenbasierten Zukunftsbetrachtungen nicht hinreichend beschrieben und analysiert werden. Diese Aufgabe kann aber durch maßnahmenorientierte Szenarioansätze geleistet werden.

Zur Verdeutlichung: Zu den potentiellen Konfliktfeldern gehören z. B. mögliche Widersprüche zwischen privatwirtschaftlichen Vorhaben mit Langfristcharakter und energiepolitischen Vorgaben. Hierzu zählt z. B. der Bau von Großkraftwerken (mit Betriebszeiten von

³ Bei der Betrachtung der verschiedenen Studien im Rahmen dieser Untersuchung ist zu beachten, dass für das Ausgangsjahr 1990 teilweise voneinander abweichende Zahlenwerte angegeben werden, die auf einer unterschiedlichen Datenbasis und teilweise einer anderen statistischen Gliederung beruhen.

nicht selten über 40 Jahren), der Aufschluss neuer großer (Braun-)Kohlelagerstätten mit voraussichtlichen Auskohlungsperioden von 60 Jahren oder der Import großer Mengen von „riskantem“ Kernenergie- oder Kohlestrom aus West- und Osteuropa. Bei nicht abgestimmter Unternehmens- und Politikplanung kann der energiepolitische Handlungsrahmen eingengt bzw. die Planungssicherheit für Einzelprojekte erheblich beeinträchtigt werden.

Auch Konkurrenzfragen spielen für ein abgestimmtes zeitliches Vorgehen bei Planungen eine große Rolle. So wird beispielsweise die Befürchtung geäußert, dass eine Verdopplung des KWK-Anteils an der Stromversorgung bereits in den nächsten 10 Jahren zwar klimapolitisch wünschenswert ist aber kontraproduktiv auf die Markteinführung der Brennstoffzelle wirken könnte, weil sie diesen den Einstiegsmarkt raubt. Im Gegensatz dazu wird im mobilen Bereich argumentiert, dass die Einführung der gegenüber dem Verbrennungsmotor „saubereren“ Brennstoffzelle dazu führen könnte, die Anstrengungen hinsichtlich der Verringerung des Treibstoffbedarfs bei „konventionellen Antrieben“ fallen zu lassen. Beide Befürchtungen stellen eher Extremvorstellungen dar und lassen sich bei einer abgestimmten Planung mit Blick „auf das Ganze“ – wie es Szenarioanalysen ermöglichen – ausräumen.

Solche Konfliktfelder mit Hilfe der Szenarioanalyse zu identifizieren und dadurch Entscheidungshilfen für zügiges Handeln zu liefern, ist eine zentrale Aufgabe der wissenschaftlichen Politikberatung. Dass dies möglich ist haben zahlreiche Studien, die auf einem maßnahmenorientierten Szenarioansatz beruhen, in der letzten Zeit dargestellt. Dies gilt insbesondere für Analysen von DIW/FZ Jülich/Öko-Institut (Politiksznarien I im Auftrag des Umweltbundesamtes), des Wuppertal Institutes (Bewertung eines Ausstiegs aus der Kernenergie aus klimapolitischer Sicht im Auftrag des Bundesumweltministeriums) und des Öko-Instituts (Energiewende 2020 im Auftrag der Heinrich Böll Stiftung).

2.1.3.1 Politiksznarien I: ein naher Blick in die Zukunft – wie kann das Klimaschutzziel für das Jahr 2005 erreicht werden

In der erstmaligen Bearbeitung von „**Politiksznarien für den Klimaschutz**“ im Auftrag des Umweltbundesamtes (KfA 1997) wurde sehr detailliert und maßnahmenbezogen untersucht, welche Möglichkeiten sich in den einzelnen energierelevanten Bereichen und Sektoren zur Durchführung von Klimaschutzmaßnahmen ergeben. Nachfolgend sei dies zunächst am Beispiel der Nutzung erneuerbarer Energien dargestellt. Im Rahmen der Untersuchung ist zunächst dargestellt worden, wie sich die Nutzung von erneuerbaren Energien bisher entwickelt hat und voraussichtlich auf der Basis bereits beschlossener bzw. in Vorbereitung oder Diskussion befindlicher Maßnahmen weiterentwickeln wird. Damit war eine Beurteilung darüber möglich, in welchem Maße die aus Klimaschutzgründen notwendige Erreichung höherer Versorgungsanteile heute bereits vorbereitet bzw. eingeleitet worden ist. **Tabelle 2-5** stellt die im Rahmen dieser Untersuchung durchgeführten Wirkungsabschätzungen für die bis zum Betrachtungszeitpunkt bereits umgesetzte und weitere Maßnahmen (Status vor 1998) für den Bereich erneuerbare Energien beispielhaft zusammen.

Durch die betrachteten Maßnahmen ergibt sich ein - gegenüber einer ohne Maßnahmen Betrachtung - induzierter zusätzlicher Beitrag regenerativer Energien zur Stromerzeugung

von insgesamt 17,8 TWh/a. Davon waren Maßnahmen mit einem Gesamtpotenzial von 8,5 TWh bereits zum Zeitpunkt der Studiererstellung umgesetzt. Darüber hinaus sind noch nicht aufgegriffene, zusätzliche Maßnahmen mit einem Potenzial von 9,3 TWh aufgezeigt worden. Das in diesem Paket enthaltene 100.000 Dächer-Programm ist mittlerweile beschlossen worden. Der in **Tabelle 2-5** aufgeführte Vorschlag des BMWi-Gesprächszirkels 6 enthält eine Vielzahl von Maßnahmen (z. B. zusätzliche zeitlich begrenzte Investitionszuschüsse), die inzwischen ebenfalls im 200 Mio. Programm der Bundesregierung teilweise berücksichtigt sind. Die entsprechenden Werte auf der Wärmeseite lauten für das Gesamtpotenzial 8,1 TWh, davon waren durch bisherige Maßnahmen erst 0,8 TWh erfasst.

Tabelle 2-5: Wirkung unterschiedlicher Maßnahmen zur Förderung von erneuerbaren Energien bis 2005 gegenüber einem Ohne-Maßnahmen-Szenario (KfA 1997)

	Stromerzeugung, TWh/a	Wärmebereitstellung, TWh/a
Bisherige Maßnahmen		
StrEG, heutige Version	7,747	
Förderprogr. BMWi 94/98	0,063	0,627
BMBF-Demoprogramm	0,027	-
1.000 Dächer-Programm	0,004	-
250 MW Wind-Programm	0,672	-
Solarthermie 2000	-	0,01
Geothermie-Programm	-	0,15
<i>Zwischensumme 1</i>	8,513	0,787
Ausgewählte weitere Maßnahmen		
Vorschlag BMWi-Zirkel 6	9,098	7,278
100.000 Dächerprogramm	0,200	-
<i>Zwischensumme 2</i>	9,298	7,278
Gesamtsumme	17,811	8,065

Derartige Analysen sind in allen relevanten Bereichen durchgeführt und anschließend zu gesamtsystemaren Szenarien für den Zeithorizont bis zum Jahr 2005 zusammengefaßt worden. Dabei wurde mit dem „Ohne-Maßnahmen-Szenario“, dem „Mit-Maßnahmen-Szenario“ und dem „Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario“ zwischen drei verschiedenen Zukunftspfaden unterschieden. Die wesentlichen Ergebnisse dieser Szenarien, in Bezug auf die resultierenden CO₂-Emissionen sind in **Tabelle 2-6** zusammengefaßt.

Tabelle 2-6: Entwicklung der CO₂-Emissionen in verschiedenen Szenarien der Studie Politikszenerien I (KfA 1997)

	1990	1995	2000	2005
Ohne-Maßnahmen-Szenario	998,2	883,1	941,4	961,4
Mit-Maßnahmen-Szenario			885,3	863,7
Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario			856,2	749,3

Nach den durchgeführten Analysen stellte sich heraus, dass das angestrebte Klimaschutzziel der Bundesregierung allein mit den damals beschlossenen Maßnahmen nicht erreicht werden kann, sondern weitere Maßnahmen implementiert werden müssen. Ein Ergebnis, das im Oktober 2000 auch im Rahmen der Verabschiedung des **Klimaschutzprogramms der Bundesregierung** erneut festgestellt worden ist (Klimaschutzprogramm 2000). Zur Erfüllung des 25%-Minderungsziels bis zum Jahr 2005 sind danach weitere Maßnahmen mit einem Minderungspotenzial von 50 bis 70 Mio. t CO₂ umzusetzen. Entsprechende Vorschläge finden sich im vom Bundeskabinett verabschiedeten Programm.

2.1.3.2 Mit Expertenabschätzungen die mittelfristige Zukunft planen

Die Untersuchung „**Bewertung eines Ausstiegs aus der Kernenergie aus klimapolitischer Sicht**“ des Wuppertal Instituts für das Bundesumweltministerium baut auf dem ursprünglichen Gedanken der Politikszenerien I auf und stellt eine gesamtsystemare maßnahmenorientierte Abschätzung der Entwicklungsmöglichkeiten dar. Die Untersuchung versucht politiknah und mit dem Hilfsmittel der (konkurrierenden) Expertenschätzung diskussionsorientiert aufzuzeigen, welche Maßnahmen zu ergreifen sind, um die Grundlage für eine klimaverträgliche Entwicklung zu legen. Dabei wurde nicht nur aufgezeigt, welche Möglichkeiten Beiträge zum Klimaschutz zu leisten grundsätzlich zur Verfügung stehen, sondern auch wie diese zielorientiert miteinander kombiniert werden können.

Die aus einer Bündelung aller heute bekannten Klimaschutzoptionen maximal resultierenden Minderungsraten (gegenüber der Trendentwicklung) sind in **Abbildung 2-2** aufgeführt. Hierbei wurde zwischen Maßnahmen unterschiedlicher Umsetzungsintensität differenziert. Die Umsetzungsintensität wird dabei als Maßstab verstanden für die Tiefe und Breite der mit der Maßnahmenumsetzung verbundenen Intervention in das bestehende System sowie hinsichtlich der zu erwartenden Widerstände. Eine Maßnahme mit geringer Umsetzungsintensität (Kategorie o/+) ist z. B. die Auflage eines Förder- oder Informationsprogramm. Dagegen enthält das Ordnungsrecht in der Regel Maßnahmen mit hoher Umsetzungsintensität (Kategorie +++).



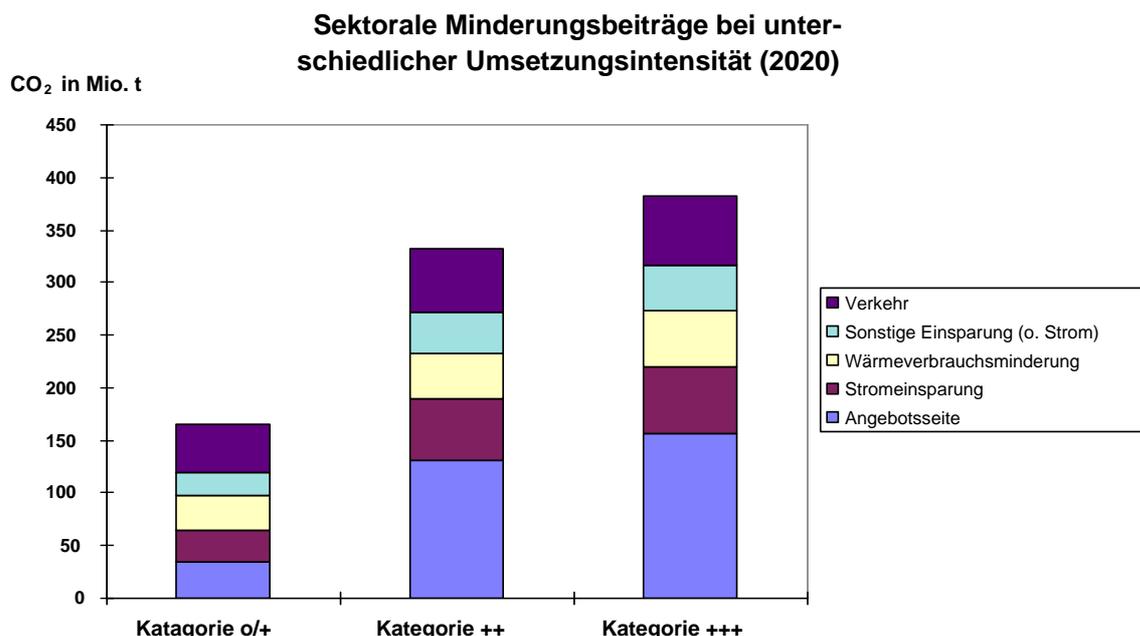


Abbildung 2-2: Sektorale Minderungsbeiträge bei unterschiedlicher Umsetzungsintensität bis zum Jahr 2020 gegenüber der Trendentwicklung

Bei der Analyse der Untersuchungsergebnisse zeigt sich, dass das maximale CO₂-Minderungspotenzial des Maßnahmenpaketes „+“ gegenüber der Trendentwicklung mit rund 165 Mio. t CO₂ einzustufen ist. Hierdurch könnte bezogen auf das Ausgangsniveau des Jahres 1990 insgesamt eine Minderung des CO₂-Ausstoßes von knapp 33% erreicht werden. Die angestrebten Kyoto-Ziele würden damit zwar erreicht werden können, die weitergehenden Minderungsempfehlungen der Enquête-Kommission aber deutlich verfehlt. Mit Maßnahmen der Kategorie „++“ läßt sich mit 332 Mio. t CO₂ ein in etwa doppelt so hoher Minderungsbeitrag erreichen. Damit sind letztlich auch die engagierten Ziele der Enquête-Kommission realisierbar. Wie Variantenrechnungen zeigen, gilt dies auch dann noch, wenn gegenüber Trendbedingungen vorzeitig auf die Nutzung der Kernenergie verzichtet wird. Mit etwa 382 Mio. t CO₂ sind schließlich noch weitergehende Minderungsraten durch die Ausschöpfung aller Maßnahmen der Kategorie „+++“ zu erreichen.

Eine effiziente Klimaschutzpolitik besteht aber nicht nur darin, potentielle Maßnahmen zu identifizieren, sondern diese in ein konsistentes, gesamtsystemares Klimaschutzszenario/-programm zu überführen, das alle wesentlichen Wechselwirkungen und Rückkopplungen in ausreichender Form berücksichtigt. Wie diese Ansprüche unter bestimmten Annahmen und Voraussetzungen möglicherweise erreicht werden können, ist nachfolgend an einem Beispiel dargestellt. Dabei wurde zunächst davon ausgegangen, dass die Laufzeit der Kernkraftwerke entsprechend des Mitte 2000 erzielten Konsenses zwischen Bundesregierung und Betreibern auf durchschnittlich 32 Jahre begrenzt wird. Zudem wurde unterstellt, dass mittelfristig (bis 2010) die internationalen Verpflichtungen aus dem Kyoto-Protokoll erfüllt werden, längerfristig (bis 2030) aber den deutlich weitergehenden Minderungsempfehlungen der Enquête-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ nach einer Halbierung des CO₂-Ausstosses gefolgt wird.

Abbildung 2-3 stellt unter diesen Voraussetzungen dar, welche CO₂-Minderungsbeiträge von energienachfrage- und energiebereitstellenden Sektoren in den nächsten Jahrzehnten gegenüber dem Trend zu leisten sind. Dementsprechend ist gegenüber „Business as Usual“-Bedingungen zwischen 2010 und 2020 der absolut größte Minderungsbeitrag zu erbringen, wobei Energienachfrage- und Energieangebotsseite hierzu nahezu im gleichen Umfang beitragen müssen.

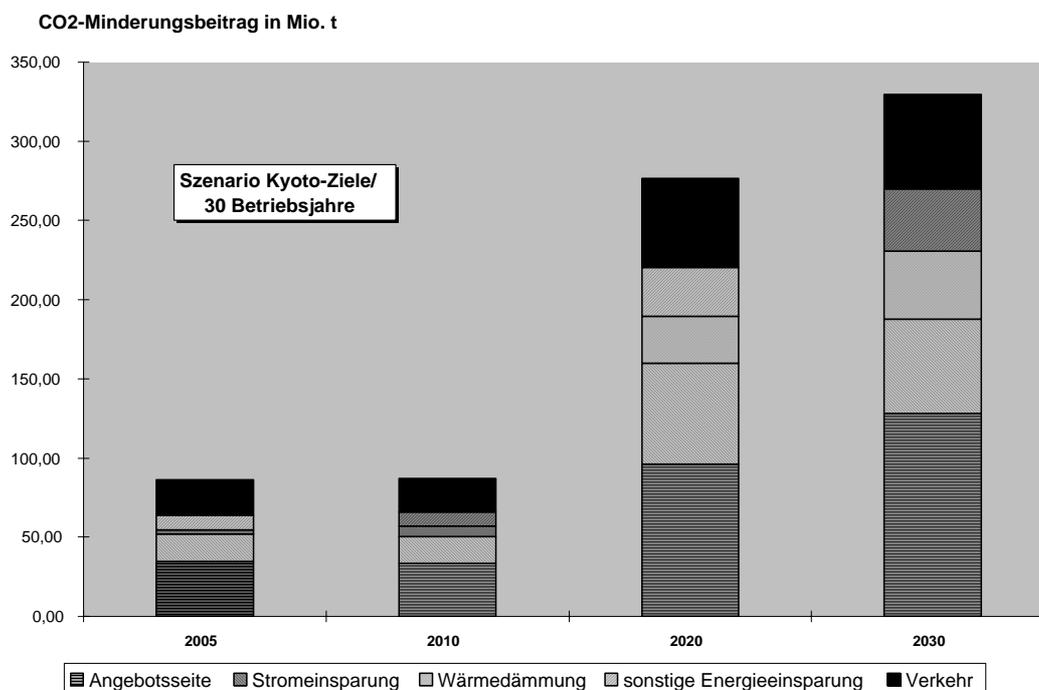


Abbildung 2-3: Sektorale Aufteilung der Minderungsmaßnahmen im Szenario Kyoto-Ziele/30 Betriebsjahre

Die Ableitung des Szenarios erfolgte dabei auf der Basis der zuvor gewonnenen Erkenntnisse über die mögliche Wirkung der in den verschiedenen Umsetzungskategorien zur Verfügung stehenden Maßnahmen. Dabei zeigt sich, dass insbesondere längerfristig aufgrund der Klimaschutzanforderungen eine Orientierung an der Ausschöpfung von Maßnahmen mittlerer Umsetzungsintensität (Kategorie ++)¹ notwendig ist, während bis zum Jahr 2010 in erster Linie Maßnahmen mit moderater Umsetzungsintensität (Kategorie +)² ergriffen werden müssen.

Dieses Ergebnis bestätigt in aller Deutlichkeit: Die angestrebten Klimaschutzziele sind nur durch das **Zusammenspiel aller strategischen Klimaschutzoptionen** überhaupt zu erreichen. Es wird neben der Durchführung angebotsseitiger Maßnahmen (z. B. Kraft-Wärme-Kopplung, Einsatz erneuerbarer Energien für die Stromerzeugung, Brennstoffwechsel durch den verstärkten Einsatz von Erdgas-GUD-Kraftwerken) vor allem darauf ankommen, die Energie effizienter zu nutzen. Die Energieeinsparung in allen energierelevanten Sektoren stellt national, wie sich noch zeigen wird aber auch auf der globalen Ebene, damit das wesentlichste und zudem kurzfristig ausschöpfbare Element für den Klimaschutz dar.

Aufbauend auf den maßnahmenorientierten Überlegungen sind neben dem Szenario „Kyotoziele/30 Betriebsjahre“ in der Arbeit für das Bundesumweltministerium noch weitere Szenarien erstellt worden. Dabei handelt es sich neben einem Trendszenario um die zwei Klimaschutzszenarien „Klimaschutz und Auslaufen“ sowie „Begrenzte Betriebszeit“, die folgender Philosophie unterliegen.

- Im **Trendszenario** werden die Kernkraftwerke nach Erreichen einer Betriebsdauer von 40 Jahren sukzessive außer Betrieb gesetzt und nahezu zeitgleich durch alternative Erzeugungstechnologien ersetzt. Klimaschutzrestriktionen wurden nicht vorgegeben der Ersatzkraftwerkspark basiert analog zu den jüngsten Analysen von Prognos/EWI zu mehr als drei Vierteln auf dem Zubau von Gas-GUD-Kraftwerken sowie Erdgas-BHKW, zu knapp 15% auf der Errichtung von Steinkohle- und zu etwa 9% auf der Errichtung von Braunkohlekraftwerken. Ein Ersatz oder Teilersatz von Kernkraftwerkskapazität⁴ durch erneuerbare Energien oder Stromsparen wird im Trendszenario nicht unterstellt.
- Das Szenario **„Klimaschutz und Auslaufen“** setzt voraus, dass gegenüber der Trendentwicklung Klimaschutzvorgaben eingehalten werden. Der Kernkraftwerksersatz, der bei gleicher Laufzeit wie im Trend vor allem nach dem Jahr 2010 ansteht, erfolgt unter diesen Bedingungen im verstärkten Umfang durch Stromeinsparung sowie eines gegenüber Trendbedingungen stärkeren Ausbaus der erneuerbaren Energien. Damit kommen vor allem den nicht-fossilen Optionen des Kernkraftwerksersatzes entscheidende Bedeutung zu. Bis zum Ende des Betrachtungszeitraums tragen diese zu 47,7% (Stromsparen) bzw. 13,2% (erneuerbare Energien; zzgl. 2,1% Stromimport aus erneuerbaren Energien) zur Substitution der bestehenden Kernkraftwerke bei.
- Im Rahmen des Szenarios **„Begrenzte Betriebszeit“** werden die bestehenden Kernkraftwerke bereits nach Ablauf einer Betriebszeit von 25 Jahren außer Betrieb gesetzt. Der zur Bewertung anstehende Differenzkraftwerkspark muss deshalb bereits bis zum Jahr 2014 (im Vergleich zum Jahr 2029 in den beiden anderen Szenarien) aufgebaut werden und bleibt danach unverändert. Die Ersatzstrategie ist daher geprägt von der Notwendigkeit, möglichst schnell und kostengünstig Ersatzkapazitäten aufbauen zu können (so spielt beispielsweise die Photovoltaik bei der Ausbaudiskussion keine nennenswerte Rolle) und steht darüber hinaus vor dem Hintergrund, insgesamt die gleichen Klimaschutzziele im Energiesystem realisieren zu müssen, wie im zuvor diskutierten Szenario „Klimaschutz und Auslaufen“. Etwa die Hälfte des derzeitigen Kernkraftwerkspark wird in diesem Entwicklungspfad durch gegenüber dem Trend verstärkte Energieeinsparung, rund ein Viertel durch Gas-Kraftwerke, knapp 13% durch Windkraftwerke und weitere 13% durch andere Optionen (vor allem Kraftwerke auf der Basis biogener Energieträger) ersetzt. Trotz der Zeitrestriktion für den Kernkraftwerkserersatz bis zum Jahr 2014 spielt auch die KWK im Vergleich zum Trend eine nennenswerte Rolle. Die KWK wird in diesem Szenario darüber hinaus auch unabhängig vom Er-

⁴ Dies bedeutet nicht, dass es im Trend zu keiner verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien kommt, sondern nur, dass diese - um die Vergleichsanalysen einfacher zu gestalten - nicht explizit dem Ersatz des Kernkraftwerksparks zugeordnet werden.

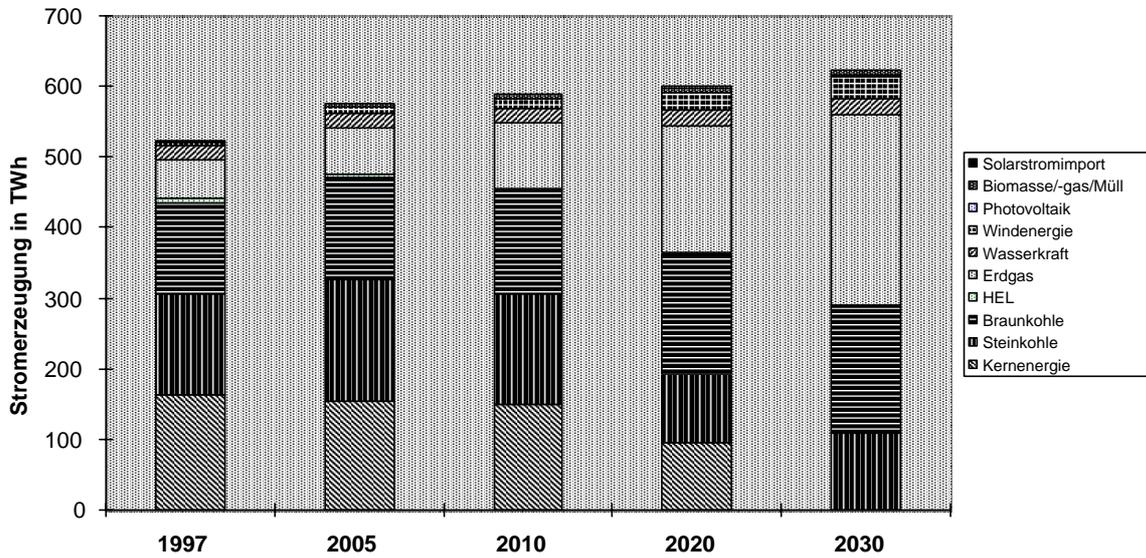
satz der Kernkraftwerke aus Klimaschutzgründen weiter - dann auch über den Trend hinaus - ausgebaut.

- Das Szenario „Kyotoziele/30 Betriebsjahre“ stellt in zweifacher Hinsicht eine Variante des Zukunftspfades „Begrenzte Betriebszeit“ dar. Zum einen werden für das Jahr 2010 mit den Kyoto-Verpflichtungen (21% Minderung der Emissionen einer Gruppe von sechs Treibhausgasen) weniger strenge Klimaschutzmaßstäbe abgelegt als in den übrigen Szenarien (30% Minderung der CO₂-Emissionen). Zum anderen wird die Betriebszeit der Kernkraftwerke hier auf 30 Jahre festgelegt. Dies entspricht etwas weniger als dem Mitte 2000 von Bundesregierung und Kernkraftwerksbetreibern festgelegten Konsens über die Zukunft der nuklearen Stromerzeugung. In vielerlei Hinsicht stellt dieser Zukunftspfad damit einen Mittelweg zwischen den Szenarien „Begrenzte Betriebszeit“ und „Klimaschutz und Auslaufen“ dar. Der Schwerpunkt liegt hierbei bei einer Effizienzoffensive zwischen den Jahren 2010 und 2020.

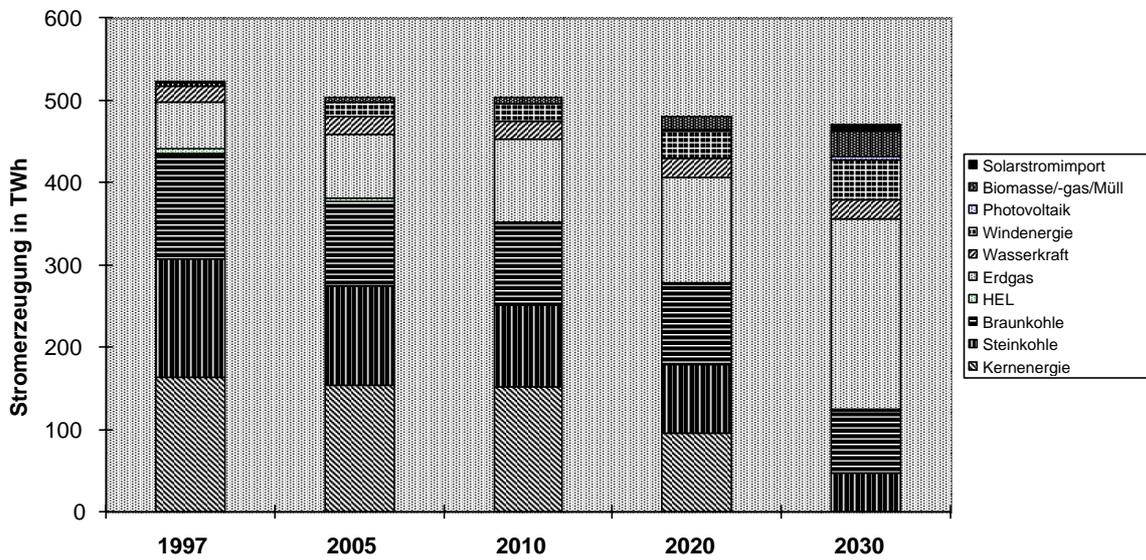
Im Mittelpunkt der Studie stand zwar die Frage nach den klimaverträglichen Ersatzmöglichkeiten der Kernkraftwerke, so dass der Stromerzeugungsbereich besonders detailliert behandelt worden ist (die resultierenden Ergebnisse für den Stromerzeugungsmix sind in den nachfolgenden Abbildungen dokumentiert). Diese Analyse wurde aber eingebettet in eine gesamtsystemare Betrachtung des Energiesystems. Die charakteristischen Kennwerte der Gesamt-Szenarien sind in **Tabelle 2-7** zusammenfassend dargestellt.



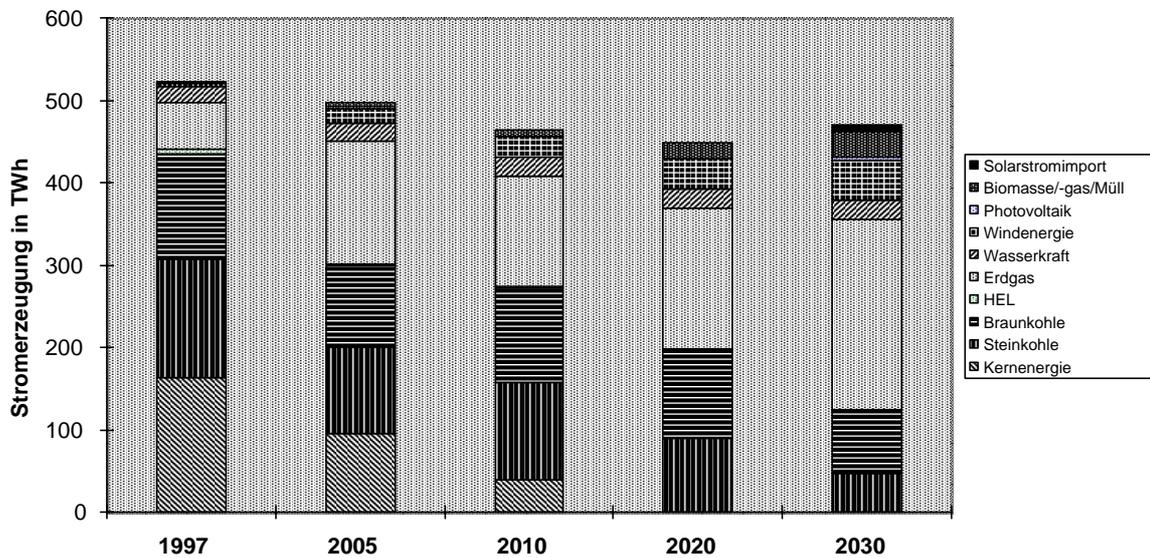
Stromerzeugungstruktur Szenario "Trendentwicklung"



Stromerzeugungstruktur Szenario "Klimaschutz und Auslaufen"



Stromerzeugungstruktur Szenario "Begrenzte Betriebszeit"



Abweichung der Stromerzeugung zwischen "Begrenzte Betriebszeit" und Trend

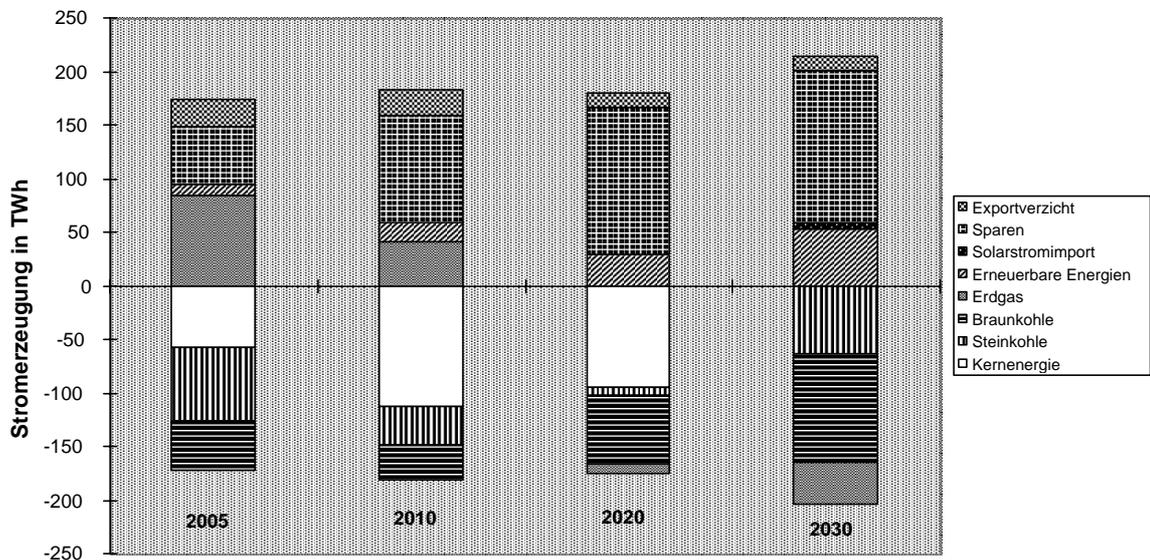


Tabelle 2-7: Wesentliche Ergebnisse der BMU-Szenarien (Wuppertal Institut 2000)

	1997	2010	2020	2030
Primärenergieverbrauch in PJ/a				
Begrenzte Betriebszeit	14.597	11.229	9.993	9.169
Klimaschutz und Auslaufen		12.583	11.012	9.169
Kyotoziele/30 Betriebsjahre		13.068	9.994	9.169
Trend		14.242	13.058	12.212
Endenergieverbrauch in PJ/a				
Begrenzte Betriebszeit	9.517	7.586	7.226	6.662
Klimaschutz und Auslaufen		8.365	7.680	6.628
Kyotoziele/30 Betriebsjahre		8.816	7.195	6.628
Trend		9.341	9.003	8.713
Netto-Stromverbrauch in TWh/a				
Begrenzte Betriebszeit	521,4	465	448	469
Klimaschutz und Auslaufen		503	479	469
Kyotoziele/30 Betriebsjahre		528	448	469
Trend		565	587	610,5
Kernenergiebeitrag in PJ/a				
Begrenzte Betriebszeit	1.825	431,8	0	0
Klimaschutz und Auslaufen		1.694	1.070	0
Kyotoziele/30 Betriebsjahre		1.070	0	0
Trend		1.694	1.070	0
Anteil regenerativer Energien in % (Substitutionsmethode; inkl. Müll)				
Begrenzte Betriebszeit	2,2	4,9	8,5	12,8
Klimaschutz und Auslaufen		4,0	7,05	12,8
Kyotoziele/30 Betriebsjahre		3,65	8,5	12,8
Trend		2,4	3,15	3,75
Stromerzeugung in KWK-Anlagen in TWh/a				
Begrenzte Betriebszeit	74,6	114,5	128,7	158,8
Klimaschutz und Auslaufen		97,8	121,1	158,8
Kyotoziele/30 Betriebsjahre		93,4	128,7	158,8
Trend		86,8	95,1	101,6
CO₂-Emissionen in Mio. t				
Begrenzte Betriebszeit	866	690	592	495
Klimaschutz und Auslaufen		690	592	495
Kyotoziele/30 Betriebsjahre		779	592	495
Trend		850	779	784

Gegenüber der Trendentwicklung, in der die definierten CO₂-Minderungsziele bis zum Jahr 2030 mit einem maximalen Minderungsbeitrag von rund 20% (gegenüber dem Jahr 1990) deutlich verfehlt werden, ergeben sich für die anderen Szenarien folgende entscheidende Abweichungen:

- bei gleicher Zielgröße für die resultierenden CO₂-Emissionen führen alle Zielszenarien bis 2030 zu einem nahezu identischen Energiesystem, jedoch ist der Weg dorthin zum Teil deutlich voneinander abweichend
- in den Zielszenarien liegt die Endenergienachfrage nach Strom mittel- bis langfristig knapp unterhalb des heutigen Niveaus aber deutlich unterhalb der resultierenden trendgemäßen Nachfrage (z. B. 23,2% im Jahr 2030);
- aufgrund der besonderen Anforderungen im Zielszenario „Begrenzte Betriebszeit“ müssen die Einsparoptionen im Strombereich aber auch bei anderen Energieträgern gegenüber dem Szenario „Klimaschutz und Auslaufen“ zeitlich vorgezogen werden;
- im Gegensatz zur Trendentwicklung, in der für Deutschland im Zeitverlauf ein Nettostromimportsaldo ausgewiesen wird, wird in den Zielszenarien von einer ausgeglichenen Import-Export-Bilanz ausgegangen;
- in den Zielszenarien kommt es zu einem starken Ausbau der Stromerzeugung in KWK-Anlagen (vor allem auf der Basis von Erdgas), die sich gegenüber dem Stand des Jahres 1997 trotz teilweise deutlich rückläufiger Wärmenachfrage mehr als verdoppelt und auch gegenüber Trendbedingungen noch einmal um mehr als die Hälfte zunehmen muss. Der Anteil der Stromerzeugung in KWK-Anlagen steigt damit von rund 14% in 1997 über 25,3% im Jahr 2020 auf knapp 34% in 2030. Der Anteil der KWK liegt dann aber auch immer noch unterhalb der heute bereits in den Niederlanden oder Dänemark erreichten Größenordnung;
- darüber hinaus kommt es zu einem deutlichen Zuwachs bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die ausgehend von rund 5% in 1997, im Jahr 2020 (inkl. Müll) unter Klimaschutzbedingungen bereits einen Beitrag von 15,5% und im Jahr 2030 sogar von 22,9% (bzw. 24,2% inkl. Stromimport aus erneuerbaren Energien) zur Nettostromerzeugung leisten, der Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieaufwand liegt derzeitlich unter dieser Marke, erhöht sich aber dennoch von heute rund 2,2% auf 12,8% in 2030;
- in allen Zielszenarien nimmt letztlich die Bedeutung von Erdgas für die Stromerzeugung stark zu. Auffällig ist aber, dass die Bereitstellung von elektrischem Strom aus Gas im Trend aufgrund des auch hier - wenn zum Teil auch erst später - notwendigen Ersatzes der Kernkraftwerksleistung durch Gaskraftwerke absolut gesehen bis zum Jahr 2030 stärker ansteigt als unter Klimaschutzbedingungen, wo ein nennenswerter Anteil durch Stromeinsparungen substituiert wird. Obwohl ein großer Anteil des gasbezogenen Kapazitätswachses auf der Basis von KWK-Anlagen erfolgen kann,



kommt es im Zeitverlauf auch zu einer deutlichen Ausweitung (von bis zu 100 TWh) der Stromerzeugung in Gas-Kondensationskraftwerken;

- die Bedeutung von Stein- und Braunkohle für die Stromerzeugung nimmt mittel- bis langfristig deutlich ab, wenn die definierten Klimaschutzanforderungen erfüllt werden sollen. Mit knapp 47 TWh bzw. 75,5 TWh leisten sie im Jahr 2030 insgesamt einen weniger als halb so großen Beitrag wie im Jahr 1997. Der Aufschluß neuer großer Tagebauten ist mit dieser Entwicklung nicht vereinbar.

Neben dem Stromerzeugungsmix weist auch die Entwicklung der absoluten und spezifischen mit der Stromerzeugung verbundenen CO₂-Emissionen verschiedene Charakteristika auf. Im Vergleich zum Szenario „Klimaschutz und Auslaufen“ steigen die strombedingten CO₂-Emissionen bei einer unterstellten geringeren Betriebszeit der Kernkraftwerke zwischen den Jahren 2005 und 2010 zunächst wieder leicht an. Dieser Anstieg muss in diesem Zeitraum durch das Vorziehen von z. T. ohnehin wirtschaftlichen Klimaschutzmaßnahmen in Bereichen außerhalb der Stromerzeugung kompensiert werden, sollen insgesamt die definierten Klimaziele erreicht werden. Trotz des zwischenzeitlichen Anstiegs der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung liegen sie im gesamten Betrachtungszeitraum unterhalb der heutigen Werte sowie deutlich unterhalb derer der Trendentwicklung. Dies zeigt, dass der vorzeitige Ausstieg aus der Kernenergie mit entsprechenden allerdings nicht zu unterschätzenden Anstrengungen klimaneutral kompensiert werden kann.

Tabelle 2-8: CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in den BMU-Szenarien

	1997	2005	2010	2020	2030
CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Mio. t					
Trendentwicklung	299,8	320,2	314,1	281,6	320,7
Klimaschutz/Auslaufen	299,8	249,6	228,5	183,7	172,1
Begrenzte Betriebszeit	299,8	260,8	275,4	211,2	172,0
spez. CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in kg/kWh					
Trendentwicklung	0,575	0,582	0,552	0,480	0,525
Klimaschutz/Auslaufen	0,575	0,496	0,454	0,383	0,367
Begrenzte Betriebszeit	0,575	0,526	0,592	0,471	0,367
nachrichtlich: 1990: 381,4 Mio. t CO ₂					

Auf der Basis der intensiven Diskussion von Strategieelementen hat auch das **Öko-Institut** im Jahr 2000 neue **Alternativszenariorechnungen zur Energiewende 2020** vorgelegt (Matthes 2000). Zu den betrachteten Strategieelementen zählt vor allem

- die Anwendungseffizienz zu erhöhen
- die Stromerzeugung effizienter zu strukturieren
- die Mobilität umweltfreundlich zu gestalten
- die erneuerbaren Energien weiter zu fördern

- Innovationen anzuregen, zu fördern und zu beobachten und
- die Internalisierung offensiv aufzunehmen.

Auf dieser Basis wurde ausgehend von der Darstellung eines Referenzszenarios ein Szenario „Politik“ und ein Szenario „Potenzial“ entwickelt. Ersteres beschreibt diejenige Entwicklung, die auf der Grundlage heute geplanter und diskutierter politischer Strategien und Instrumente als möglich erscheint, während letzteres eine Entwicklung darstellt, die unter Berücksichtigung der technischen Nutzungsmöglichkeiten versucht, vorgegebene Ziele (z. B. für den Klimaschutz: 25% Minderung bis 2005 und 45% bis 2020 gegenüber 1990) aus volkswirtschaftlicher Sicht effizient zu erreichen. Grundlage für das Referenzszenario bildet der bereits diskutierte Energiereport III von Prognos/EWI, der vom Öko-Institut mit anderen aktuellen Trendabschätzungen abgeglichen wurde. Die wichtigsten Ergebnisse der Szenariorechnungen sind in nachfolgender Tabelle aufgeführt.

Tabelle 2-9: Wesentliche Ergebnisse der Energiewende 2020 Szenarien (Matthes 2000)

	1999	2005	2010	2020
Primärenergieverbrauch in PJ/a				
Szenario Politik	14.200	13.691	13.116	11.506
Szenario Potenzial		12.981	11.958	9.974
Referenz		14.668	14.545	13.708
Endenergieverbrauch in PJ/a				
Szenario Politik	9.294	9.061	8.379	7.787
Szenario Potenzial		8.518	7.913	6.673
Referenz		9.747	9.750	9.393
Endenergie-Stromverbrauch in TWh/a				
Szenario Politik	473,9	466,4	479,4	480,6
Szenario Potenzial		420,3	403,6	358,3
Referenz		498,9	518,9	538,9
Kernenergiebeitrag in PJ/a				
Szenario Politik	1.852	1.748	1.316	350
Szenario Potenzial				
Referenz				
Anteil regenerativer Energien in % (Substitutionsmethode; inkl. Müll/Sonstige)				
Szenario Politik	2,51	3,34	4,29	7,15
Szenario Potenzial		3,57	5,88	13,1
Referenz		2,81	3,28	4,41
Stromerzeugung in KWK-Anlagen in TWh/a				
Szenario Politik	75	97	137	161
Szenario Potenzial		97	141	181
Referenz		81	83	93
CO₂-Emissionen in Mio. t				
Szenario Politik	847	802	778	708
Szenario Potenzial		746	673	549

Referenz		876	885	892
----------	--	-----	-----	-----

Die Tabelle zeigt, dass allein mit den heute in der Umsetzung bzw. Diskussion befindlichen Maßnahmen im Politik-Szenario langfristig keine hinreichenden CO₂-Minderungen erreicht werden können. Hierfür sind deutlich weitergehende Optionen zu entwickeln und zu implementieren. Der Verbesserung der Energieeffizienz und dem zeitgleichen Ausbau der erneuerbaren Energien sowie der KWK kommt dabei die größte Bedeutung zu.

2.1.3.3 Klimaschutz und Kernenergieausstieg sind finanzierbar

Auf der Basis derartiger maßnahmenorientierter Szenarioanalysen kann nicht nur nachgewiesen werden, dass eine engagierte Ausschöpfung der drei strategischen Säulen „Energieeffizienz, erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung“ notwendige Bedingung für die Erreichung der angestrebten Klimaschutzziele ist, sondern auch Hinweise darauf erhalten werden, dass dieser Weg finanzierbar ist und unter gesamtwirtschaftlichen Kosten/Nutzen-Perspektiven (insbesondere unter Beschäftigungsgesichtspunkten) positiv zu beurteilen ist.

In der zuvor bereits genannten Untersuchung „Bewertung eines Ausstiegs aus der Kernenergie aus klimapolitischer Sicht“ des Wuppertal Institut für das BMU ist beispielsweise gezeigt worden, dass ein vorzeitiger Ausstieg aus der Kernenergie und eine angemessene Klimaschutzpolitik mit nur marginalen Zusatzkosten im Kraftwerkspark verbunden sind. Gegenüber einem Referenzpfad (mit einer deutlichen Verfehlung der Klimaschutzziele) verursacht eine ambitioniertere Klimaschutzpolitik (50%-ige CO₂-Reduktion bis zum Jahr 2030) insgesamt (d.h. abdiskontiert über 30 Jahre) Mehrkosten von „nur“ etwa 4 Mrd. EUR. Wird die technische Lebensdauer der Kernkraftwerke von 40 Jahren auf 25 Jahre begrenzt, fallen zusätzliche Kosten gegenüber dem Referenzfall von etwa 2 Mrd. EUR an. Insgesamt ergeben sich daher für eine risikominimierende Energie- und Klimaschutzpolitik Mehrkosten über 30 Jahre von etwa 6 Mrd. EUR, das bedeutet pro verkaufte Kilowattstunde Elektrizität im betrachteten Zeitraum einen Aufschlag von 0,06 cent/kWh (Wuppertal Institut 2000).

Weitere auf diesen Analysen aufbauende Studien bestätigen, dass eine **Energiewende in Richtung Nachhaltigkeit** nicht nur **finanzierbar ist**, sondern sie belegen auch die Hypothese, dass der hiermit verbundene ökologische Strukturwandel **mit positiven (Netto) Arbeitsplatzeffekten** verbunden sein kann. An vier Beispielen soll dies nachfolgend erläutert werden.

Beispiel 1: Sanierung des Gebäudebestandes führt zu positiven Beschäftigungseffekten

Das Wuppertal Institut hat in Kooperation mit der Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforchung mbH Osnabrück die möglichen **Umwelt- und Beschäftigungswirkungen einer energetischen Gesamtanierung** des Wohngebäudebestandes untersucht (IG Bau 2000). Dabei wurde unterstellt, dass die Zahl der jährlich energetisch sanierten Wohngebäude von heute rd. 150.000 auf etwa 330.000 pro Jahr mit anspruchsvolleren Wärmedämmstandards gesteigert werden kann. Ein Referenzszenario („Business as usual“) wurde mit diesem Klimaschutzszenario verglichen. Die Investitionen im Klimaschutzszenario nehmen dabei spürbar zu. So ergibt sich über den Betrachtungszeitraum von 1999 bis 2020

im Referenzszenario insgesamt ein Investitionsvolumen von 98 Mrd. EUR, während im Wärmeschutzszenario 263 Mrd. EUR für energetische Sanierungsmaßnahmen aufgewendet werden. Die zusätzlichen Kosten im **Wärmeschutzszenario** belaufen sich somit auf 165 Mrd. EUR, d.h. durchschnittlich 7,8 Mrd. EUR p.a. über die Laufzeit von 21 Jahren. Mit dieser anspruchsvollen energetischen Gebäudesanierung können **bis zu 388.000** (im Jahr 2005) bzw. 430.000 (im Jahr 2020) **neue Arbeitsplätze geschaffen werden**. Diese deutliche Zunahme der Beschäftigung ist vor allem darauf zurückzuführen, dass Sanierungsmaßnahmen sehr arbeitsintensiv sind: Rund zwei Drittel der Kosten entfallen auf den Faktor Arbeit, während dies z.B. im Neubau nur rund ein Drittel ausmacht.

Ferner steigt das Aufkommen an indirekten und direkten Steuern, es sinken durch die Mehrbeschäftigung die Sozialausgaben des Staates und es steigen die Sozialversicherungsbeiträge, wodurch auch das verfügbare Einkommen des Staates und damit auch sein Ausgabenspielraum zunehmen. Finanziert werden die Sanierungskosten in den Szenarien – wie auch tatsächlich in der Vergangenheit – fast ausschließlich privat, d.h. durch Eigenmittel und Kredite. Ein verändertes Förderverhalten des Staates z.B. mit einer Umschichtung von Subventionen aus dem Neubau- (1996 rund 15,8 Mrd. EUR) in den Altbausektor (1996 rund 4,3 Mrd. EUR) erscheint deswegen sowohl aus arbeitsmarktpolitischer als auch aus umweltpolitischer Sicht sehr sinnvoll und würde für die Umsetzung dieses Sanierungsprogramms entscheidende Impulse geben. Durch das Sanierungs-Programm würden sich die durch die Beheizung des Wohngebäudebestandes verursachten CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2005 um 43,5 Mio. t (26%) und bis 2020 um 97,5 Mio. t (58%) verringern (jeweils bezogen auf das Jahr 1999).

Beispiel 2: Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen eines verstärkten Einsatzes regenerativer Energien und rationeller Energienutzung

Im Rahmen der gleichnamigen Studie haben die Programmgruppe Systemforschung des Forschungszentrums Jülich und der Lehrstuhl für Nukleare und neue Energiesysteme der Ruhruniversität Bochum an Hand von verschiedenen Szenarien die **mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien und der rationellen Energienutzung verbundenen Kosten und Beschäftigungseffekte** bestimmt (Kraft 2000). Hierzu wurde einem Energiemodell (IKARUS-Modellinstrumentarium), das die resultierenden Energieeinsparungen und Emissionseffekte berechnet, ein Input/Output-Modell zur Abschätzung der Arbeitsplatzeffekte nachgeschaltet. Für zwei verschiedene Ausbauszenarien wurden Maßnahmen aus den Bereichen erneuerbare Energien und Energieeinsparung vorgegeben und einem Referenzpfad gegenübergestellt. Während im Ausbauszenario I ein forciertes Ausbauen unterstellt wird, stellt der Ausbaupfad II aus der Sicht der Autoren die obere Grenze des im Betrachtungshorizont (2015/2020) erreichbaren Ausbaugrades dar. Für das Jahr 2010 wird hierbei für den Bereich erneuerbare Energien beispielsweise eine Verdopplung des derzeitigen Beitrags zur Stromerzeugung zugrundegelegt.

Die Modellrechnungen führen zu dem Ergebnis, dass sich mit dem Ausbauszenario I im Zeitverlauf von 2000 bis 2010 per Saldo im Vergleich zum Referenzpfad ein Finanzierungsbedarf (Mehrkosten durch zusätzliche Investitionen und Betriebskosten abzüglich eingesparter Kosten im Bereich der konventionellen Energiebereitstellung) von durch-

schnittlich 3 Mrd. EUR/a einstellt. Zwischen 2010 bis 2015 sinken die Mehrkosten auf im Mittel 2 Mrd. EUR/a ab. Nach 2015 kompensieren die Einspareffekte die Mehrinvestitionen, da die Aufrechterhaltung des bis zu diesem Zeitpunkt erreichten Ausbauniveaus nur noch relativ geringe zusätzliche Investitionen erfordert. Ab 2015 treten also keine zusätzlichen monetären Belastungen mehr auf. Die Umsetzung dieser Ausbaustrategie führt darüber hinaus zu positiven Beschäftigungseffekten, die bis zum Jahr 2015 netto in etwa in der Größenordnung von 37.000 liegen. Die resultierende CO₂-Minderung wird auf rund 30 Mio. t CO₂/a ermittelt.

Für das Ausbauszenario II fallen höhere Zusatzkosten an, die mit durchschnittlich 10 Mrd. EUR/a zwischen 2000 und 2010 und dann abnehmend auf 5,6 Mrd. EUR in 2015 beziffert werden. Im Jahr 2020 treten im Zuge der dann nur noch geringen monetären Mittel, die zur Aufrechterhaltung des Ausbaugrades erforderlich sind, negative Kosten auf. Die Ausbaustrategie ist dann also billiger als der Referenzpfad. Die korrespondierende Beschäftigungswirkung liegt bis zum Jahr 2015 bei 90.000 zusätzlichen Arbeitsplätzen und die resultierende CO₂-Minderung bei rund 70 Mio. t CO₂/a ermittelt.

Die Untersuchung zeigt, dass mit dem Ausbau erneuerbarer Energien und der rationellen Energieanwendung nicht nur ein **beträchtlicher CO₂-Minderungseffekt** erzielt werden kann, sondern im Sinne einer **doppelten Dividende** auch **positive Beschäftigungseffekte** resultieren. Allerdings ist hierfür ein nicht unerheblicher Kostenaufwand erforderlich, der von den Autoren als notwendige und sinnvolle Zukunftsinvestition verstanden wird. Bei der Interpretation der Kostenergebnisse ist zudem zu berücksichtigen, dass sich in verschiedenen Modellvergleichen häufig herausgestellt hat, dass die im IKARUS-Modellinstrumentarium für die Energieeinsparung verwendeten Kosten vergleichsweise hoch sind (vgl. MEX 2000). Darüber hinaus ist zu beachten, dass hier eine volkswirtschaftliche Vergleichsrechnung angestellt worden ist. Das heißt es ist z. B. weder mit realen Strombezugskosten, noch mit realen, für die Verbraucher tatsächlich auftretenden, Benzinpreisen (inklusive Steuern) gerechnet worden. Hierdurch werden aber insbesondere die wirtschaftlichen Umsetzungsmöglichkeiten von Energieeinsparmaßnahmen systematisch unterschätzt. Während sich beispielsweise viele Einsparoptionen im Verkehrsbereich gegenüber einem Benzinpreis von 15 bis 20 cent/l (reine Erzeugungskosten ohne Steuern) als zu teuer erweisen, stellen sie sich für den Verbraucher, der als Vergleichsbasis Kosten von bis zu 1 EUR/l ansetzt, zum Teil als hochattraktiv heraus. In der Praxis sind unter Berücksichtigung dieser Aspekte daher bei der Umsetzung der beschriebenen Strategien wahrscheinlich deutlich geringere Kosten gegenüber dem Referenzpfad zu erwarten. Dies bestätigt auch nachfolgendes Beispiel.

Beispiel 3: Ist das Verdopplungsziel der Bundesregierung für die erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2010 finanzierbar

In der aktuellen Untersuchung für das BMU: **„Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien.“** (DLR 1999) sind zwei Szenarien „Bisherige Maßnahmen“ und „Verdopplungsziel“ Ausgangspunkt für die Ableitung von Instrumenten und Maßnahmen. Im erstgenannten Szenario erhöht sich der Beitrag der REG am Primärenergieverbrauch gegenüber heute um 54% auf 428 PJ/a (Substitutionsmethode). Der Beitrag an der Stromerzeu-

gung steigt, bezogen auf die Gesamterzeugung des Jahres 1997, auf 7,2%, derjenige an der Wärmeerzeugung auf 1,6% (vgl. **Abbildung 2-4** und **Abbildung 2-5**, „Trend“). Die Steigerungsraten reichen von 11% (Wasserkraft) bis zum knapp 13-fachen bei der Photovoltaik. Die größten Beiträge liefert im Jahr 2010 die Biomasse, gefolgt von der Wasserkraft und der Windenergie. Während die derzeitigen Nutzwärmebeiträge aus erneuerbaren Energien praktisch ausschließlich aus Anlagen zur Versorgung von einzelnen Gebäuden stammen, entfallen im Jahr 2010 ca. 15% der Nutzwärme auf Nahwärmanlagen. Geothermische Anlagen bedienen ausschließlich Nahwärmenetze, bei der Biomasse- und Biogasnutzung sind es rund 50%, bezogen auf die gesamte Wärmemenge, und im Kollektorbereich ca. 10%. Dieses Szenario unterstellt aus Sichtweise Stand Ende 1999, d. h. vor der Verabschiedung des Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG), eine unveränderte Fortführung des Stromeinspeisungsgesetzes (StEG) unter Anwendung der dort implementierten Härteklausele und eine Ausschöpfung des 100.000 Dächer Photovoltaik-Programms, sowie des 200 Mio. DM Förderprogramm der Bundesregierung und Ländermittel in etwa gleichbleibender Höhe wie in der Vergangenheit.

Stromerzeugung in TWh

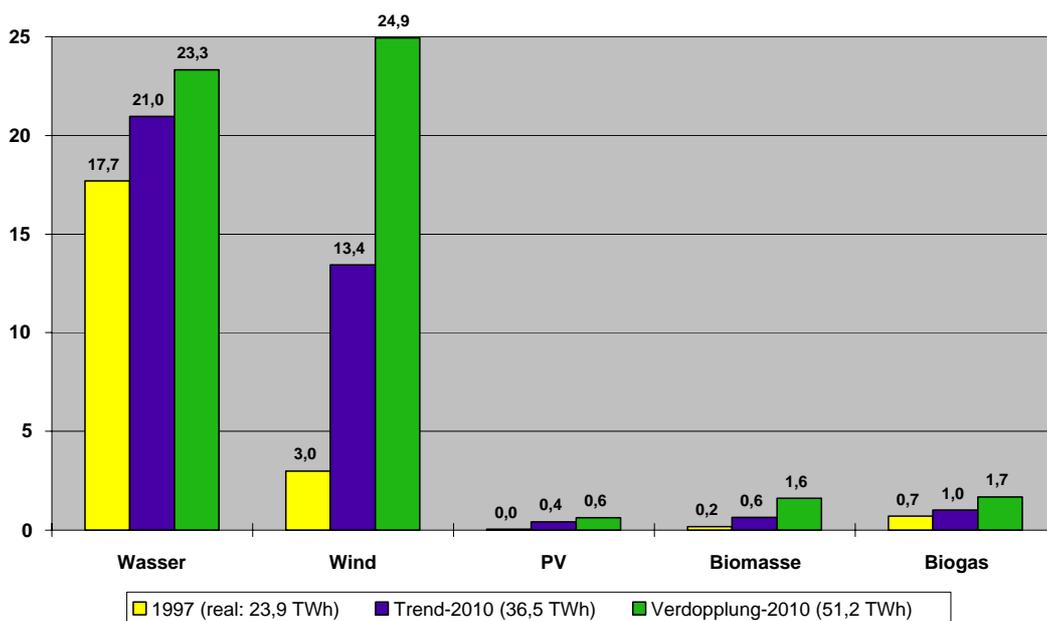


Abbildung 2-4: Zeitliche Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbare Energien im Trend und Verdopplungsszenario (DLR 1999)

Wärmebereitstellung in TWh

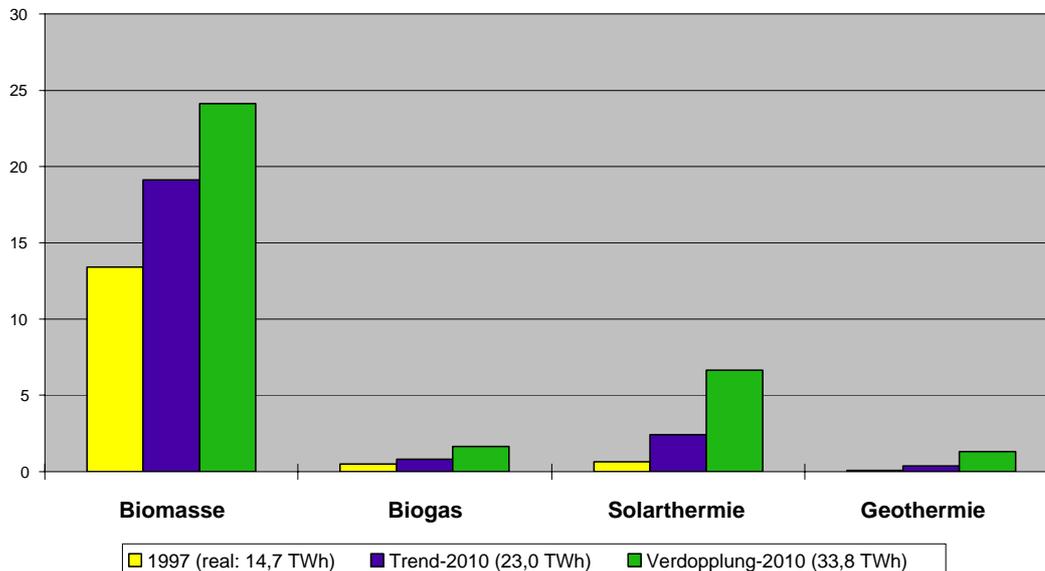


Abbildung 2-5: Zeitliche Entwicklung der Wärmebereitstellung aus erneuerbare Energien im Trend und Verdopplungsszenario (DLR 1999)

Der Status 2010 der erneuerbaren Energien in dem zielorientierten Szenario „Verdopplung“ (vgl. **Abbildung 2-4** und **Abbildung 2-5**) geht von einer Erhöhung gegenüber heute um 125% auf 615 PJ/a Primärenergie aus. Der Beitrag zur Stromerzeugung steigt mit 52 TWh/a auf 10,2%, derjenige der Wärmeerzeugung mit 122 PJ/a auf 2,3%, bezogen auf den derzeitigen Endenergieverbrauch. Der Beitrag der Windenergie (12.500 MW) übertrifft 2010 denjenigen der Wasserkraft. Beträchtliche Steigerungsraten verzeichnen auch die Photovoltaik (700 MW), solarthermische Kollektoren (18,7 Mio. m² Kollektorfläche) und die Geothermie (670 MW_{th}). Der kumulierte Zuwachs an Biomasse und Biogas beträgt 7.400 MW_{th} und 440 MW_{el}. Die angestrebte Ausweitung der Wärmeversorgung verlangt jetzt einen deutlichen Einstieg in Nahwärmeversorgungen. Sie stellen im Jahr 2010 rund 30% der gesamten Wärme und damit etwa viermal mehr als im Trendszenario. Insbesondere wird es daher notwendig sein, solare Wärme in wachsendem Umfang über Nahwärmeversorgungen bereitzustellen, um ihren Beitrag zur Heizungsunterstützung deutlich zu steigern.

Die Verwirklichung des Verdopplungsziels führt zu deutlich wachsenden Investitionen in erneuerbare Energien. Das jährliche Marktvolumen für Neuanlagen steigt bis zum Jahr 2010 auf knapp 7 Mrd. DM/a, die kumulierte Investitionssumme zwischen 2000 und 2010 beläuft sich auf rund 60 Mrd. DM. Bis zum Jahr 2010 werden sich diese Investitionen trotz der Tatsache, dass sich ein Teil der Anlagen mit steigenden Stückzahlen verbilligen werden, noch nicht vollständig wirtschaftlich tragen. Die resultierenden Differenzkosten zu den anlegbaren Preisen einer konventionellen Strom- und Wärmebereitstellung können je nach Entwicklung der Energieträgerpreise ausgehend von 1,5 Mrd. DM im Jahr 2000 auf rund 4 Mrd. DM im Jahr 2010 abgeschätzt werden.

Diese zusätzlichen finanziellen Aufwendungen werden aber nicht umsonst sein, sie führen zum Aufbau und zur Konsolidierung neuer Technologiemarkte und hierdurch zugleich zur Schaffung von neuen zukunftsfähigen Arbeitsplätzen. Im Jahr 2010 dürften unter den aufgezeigten Bedingungen insgesamt ca. 40.000 Menschen im Bereich für Anlagenerstellung und –betrieb im Inland im Sektor der erneuerbaren Energien beschäftigt sein. Berücksichtigt man Verdrängungseffekte im konventionellen Energiebereich, so lassen sich durch die Realisierung des Verdopplungsziels knapp 25.000 zusätzliche Arbeitsplätze gegenüber dem derzeitigen Status ableiten. Hinzu kommen weitere Arbeitsplätze durch einen verstärkten Energie- bzw. Stromhandel und durch wachsende Exportmärkte. Die zusätzlichen Arbeitsplätze werden dabei zu großen Teilen auch in den ländlichen Regionen entstehen (Biomassenutzung) und für viele Akteure neue Möglichkeiten schaffen. Ist heute schon die Windenergie für viele Landwirte ein zweites Standbein, kann dies im Verdopplungsszenario auch die Biomassenutzung werden. Der Landwirt von morgen ist dann in vielen Fällen zugleich „Windmüller“ und Biogaslieferant

Beispiel 4: Klimaschutz führt zu gesamtwirtschaftlichem Gewinn

Im **Verbundprojekt „Arbeit und Ökologie“** wurde der Versuch unternommen zwei alternative Szenarien für eine zukunftsfähige Entwicklung in der Bundesrepublik bis zum Jahr 2020 mit einem Referenzpfad in einer komplexen makroökonomischen Modellrechnung miteinander zu vergleichen (HBS 2000). Explizit bezieht sich dabei das Projekt auf das sogenannte „Drei-Säulen-Modell“, das heißt „die soziale, die ökologische und die ökonomische Dimension der Nachhaltigkeit wurden gleichberechtigt untersucht“. Die Szenarien unterscheiden sich in den folgenden wesentlichen Strukturmerkmalen:

Der Leitgedanke im Referenzszenario („Kontrastszenario“) besteht darin, über Kostenentlastungen für die Unternehmen Wirtschaftswachstum und Beschäftigung zu erhöhen, aber auf eine soziale und ökologischen „Gestaltung“ des Wachstums zu verzichten. Auch das „Ökonomisch-soziale Szenario“ setzt auf Wirtschaftswachstum zur Lösung des Beschäftigungsproblems und für den sozialen Ausgleich, beschränkt aber dieses Wachstum in Art und Umfang nach ökologischen und sozialen Erfordernissen. Das „ökologisch-soziale Szenario“ verstärkt die Anstrengungen zur Umweltentlastung und zielt gleichzeitig auf die Bekämpfung der Arbeitslosigkeit und den Ausbau von Lebensqualität, sozialer Gerechtigkeit sowie auf verstärkter Partizipation.

Die folgende Abbildung vergleicht einige wesentliche Ergebnisse der Szenarienrechnung⁵. Beide ökologisch orientierten Szenarien führen danach zu deutlich positiven Beschäftigungseffekten. Hervorzuheben ist ferner: Im ökonomisch-sozialen Szenario steigt der Dienstleistungsanteil am BIP von 66, 2% (Kontrastszenario) auf 71,5%. Im ökologisch-sozialen Szenario wird die Ressourcenproduktivität gegenüber dem Kontrast-Szenario bis 2020 mehr als verdoppelt, so dass trotz des beachtlichen Wirtschaftswachstums (1,9% p.a.) die Stoffströme bis zum Jahr 2020 um etwa ein Drittel sinken.

⁵ Dabei gehen alle Szenarien von den folgenden Basisjahren aus: Reg. Arbeitslose (1994), Reales BSP (1994), Lohnquote (1998), Staatsquote (1994), Dienstleistungsanteil (1994) und CO₂-Emissionen (1995)

Tabelle 2-10: Vergleich der Szenarienergebnisse der Studie „Zukunft der Arbeit“ im Jahr 2020

	Kontrastszenario	ökon.-soz. Szenario	ökol.-soz. Szenario
Reg. Arbeitslose (in 1000)	2.600	1.000	1.260
Reales BIP (in Mrd.DM/1991; Wachstumsrate p.a.)	4.470 (1,6%)	5.180 (2,2%)	4.810 (1,9%)
Lohnquote (in%)	59,4	66,8	68,8
Staatsquote (in%)	42,4	48,9	-
CO ₂ -Emissionen (in Mio. t / in%)	885	540 36%	510 40%

Mit der Studie liegen erstmalig für die Bundesrepublik unterschiedlich akzentuierte makroökonomische Szenarien vor, deren Schnittmenge an prinzipiell übereinstimmenden Ergebnissen und Instrumentenbündeln beachtlich ist. Insofern beruht das Fazit des Projekts auf einer relativ robusten modellanalytischen Grundlage : „Eine Politik der Nachhaltigkeit, bei der ökologische, ökonomische und soziale Ziele gleichzeitig berücksichtigt werden, ist machbar“.

2.1.4 Optimierungsansätze

Neben den bisher dargestellten maßnahmenorientierten Ansätzen sind im Bereich der Szenarioanalyse auch seit langem Optimierungsansätze etabliert. Die einzelnen Marktanteile bestimmter Technologien und Umsetzungsraten von Einspartechnologien werden hier nicht vom Modellentwickler extern vorgegeben, sondern vom Modell endogen berechnet. Das Auswahlkriterium für die Berechnung stellt dabei in aller Regel die Minimierung der Gesamtkosten der Energiebereitstellung und –verwendung dar. Bereits die in Kapitel 1.1.2 beschriebenen Enquête-Szenarien sind auf der Basis dieser Methodik bestimmt worden. Neuere Analysen liegen von der Arbeitsgemeinschaft DIW/FZ Jülich (Politiksznarien II) vor. Darüber hinaus sind aktuell vergleichende Modellbetrachtungen im Rahmen des vom Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland moderierten Modellexperiment II durchgeführt worden. Auf beide wird im folgenden eingegangen.

Im Ende 1999 vorgelegten Abschlussbericht der Arbeiten zu den **Politiksznarien II** wurden die Maßnahmenabschätzungen und Szenarioanalysen von Politiksznarien I durch aktualisierte Szenariorechnungen ergänzt (FZ Jülich 1999). Die wesentlichen Ergebnisse dieser mit Hilfe von Optimierungsmodellen ermittelten Szenarien sind in **Tabelle 2-11** aufgeführt. Dabei wird zwischen einem Referenz-, einem Basis- und zwei Zielszenarien (Klimaschutzszenarien) unterschieden. Während das Referenzszenario eine gehemmte und damit praxisnahe Entwicklung unter Status Quo Bedingungen (Umsetzung heute bereits bekannter bzw. absehbarer Maßnahmen) unterstellt, geht das Basisszenario von einer kostenoptimalen Ausgestaltung des Energiesystems ohne weitere Einschränkungen aus. Im Vergleich zum Referenzszenario bedeutet dies, dass alle sogenannten „no regret Potenziale“ – damit sind alle kostenneutrale bzw. mit negativen Kosten versehende Klimaschutzoptionen zur CO₂-Minderung im Zeitverlauf gemeint – auch ausgeschöpft werden. In den

Zielszenarien wird entweder von einer 30%-igen Reduktion des CO₂-Ausstoßes bis zum Jahr 2020 im Vergleich zum Ausgangsniveau des Jahres 1990 ausgegangen (Reduktionsszenario 30%) oder eine Minderung um 40% vorausgesetzt (Reduktionsszenario 40%). Unter Berücksichtigung weiterer Eingrenzungen (z. B. Mindestabsatzmengen von Stein- und Braunkohle) erfolgt dann in beiden Szenarien eine entsprechend der in den Eingangsdaten angenommenen Kostenentwicklung der Einzeltechnologien kostenoptimale Ausgestaltung von Energieerzeugung und -anwendung.

Tabelle 2-11: Wesentliche Ergebnisse der Politiksznarien II (FZ Jülich 1999)

	1990	1995	2010	2020
Primärenergieverbrauch in PJ/a				
30% Szenario	14.609	14.000	12.518	11.274
40% Szenario			11.890	10.332
Referenz			13.430	12.454
Basis			12.782	11.660
Netto-Stromverbrauch in TWh/a				
30% Szenario	500	485	477	458
40% Szenario			472	450
Referenz			519	515
Basis			472	457
Kernenergiebeitrag in PJ/a				
30% Szenario	1.565	1.586	1.445	639
40% Szenario				556
Referenz				556
Basis				556
Anteil regenerativer Energien in% (Substitutionsmethode)				
30% Szenario	1,4	1,65	1,9	2,2
40% Szenario			2,6	6,15
Referenz			3,0	3,3
Basis			1,85	1,75
Stromerzeugung in KWK-Anlagen in TWh/a				
30% Szenario	k. A.	59	26	51,7
40% Szenario			74	71,3
Referenz			21	21
Basis			21	21
CO₂-Emissionen in Mio. t				
30% Szenario	977	852	740	666
40% Szenario			677	579
Referenz			821	784
Basis			788	741

Der Primärenergieverbrauch liegt in den in **Tabelle 2-11** aufgeführten Szenarien bereits im Referenz-/Basisfall deutlich unterhalb der Annahmen der Enquête-Kommission. Maßgeblich ist hierfür zum einen die Erkenntnis, dass der Einsatz an Primärenergieträgern bereits zwischen 1990 und 1995 um rund 4,2% zurückgegangen ist, die sich seit den Ölkrisen in den siebziger Jahren abzeichnende Entkopplung zwischen Energieverbrauch und Wirtschaftswachstum also weiter fortsetzt. Für das Basisszenario, das gegenüber dem Referenzpfad zu noch niedrigeren Verbräuchen führt, ist dieses Ergebnis zum anderen auf die Szenariophilosophie zurückzuführen. In einer „optimierten Energielandschaft“ werden alle no regret Potenziale vollständig ausgeschöpft, das heißt z. B. auch alle Möglichkeiten zur Energieeinsparung genutzt, wenn sie gegenüber der alternativen Energiebereitstellung kostengünstiger erschlossen werden können. In der Praxis auftretende Hemmnisse bleiben dabei unberücksichtigt.

In der Kraftwerksstruktur zeigt sich im Referenzszenario eine deutliche Verschiebung zum Energieträger Gas. Im Vergleich zum Jahr 1995 wird hierdurch nicht nur der rückläufige Kernenergiebeitrag kompensiert, sondern zudem auch noch anteilig der Einsatz von Stein- und Braunkohle substituiert. Der CO₂-Ausstoß des Sektors Strombereitstellung kann so auf einem konstanten Niveau gehalten werden. Der Anteil erneuerbarer Energien steigt ebenfalls an, wobei hierfür die Umsetzung entsprechender energiepolitischer Maßnahmen bereits im Referenzfall unterstellt worden ist. Im bis zum Ende des Betrachtungszeitraums 2020 „kostenoptimierten“ Basisszenario ist dagegen sowohl der absolute Beitrag der erneuerbaren Energien als auch der relative Anteil rückläufig.

Die CO₂-Emissionen reduzieren sich im Referenzfall bis zum Jahr 2020 im Vergleich zu 1990 um knapp 20%. Bis 2010 wird ein Rückgang um 16% erreicht, wodurch die Deutschland im Rahmen des Kyoto-Protokolls aufgegebenen Verpflichtungen nicht erfüllt werden. Deutlichere Minderungen können erreicht werden, wenn wie im Basisszenario unterstellt die no regret Potenziale vollständig ausgeschöpft werden können. Mit 741 Mio. t CO₂ wird im Jahr 2020 (2010) dann ein Niveau erreicht, das 24,2% (19,3%) unterhalb des Vergleichsstandes aus dem Jahr 1990 liegt. Damit werden die Kyotoanforderungen nahezu erfüllt.

In den Klimaschutzszenarien zeigt sich insbesondere gegenüber dem Referenzpfad ein deutlicher Rückgang des Primärenergieverbrauchs. Dies gilt primärenergieseitig allerdings nicht bezogen auf den Stromverbrauch, auch gegenüber dem Basisszenario. Der Stromverbrauch liegt in den Klimaschutzszenarien zwar deutlich unterhalb der Vorgaben des Referenzszenarios aber nicht unterhalb des Niveaus des Basisszenarios. Den Modellergebnissen zufolge werden demnach unter Klimaschutzbedingungen stromseitig nur die no regret Potenziale ausgeschöpft. Weitergehende Minderungen werden in diesem Teilbereich nicht ermittelt. Ein Großteil der anderen zuvor bereits zitierten Szenarioanalysen kommen hier zu abweichenden Ergebnissen.

Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Deckung des Primärenergieverbrauchs nimmt gegenüber dem Basisszenario nur im 40% Reduktionsszenario im nennenswerten Umfang zu. Hier kommt es etwa zu einer Verdreifachung des derzeitigen Anteils. Bei einer geringeren Anforderung an den Klimaschutz nutzt das Optimierungsmodell zunächst andere, kostengünstigere Klimaschutzmaßnahmen (z. B. Brennstoffsubstitution). Gegenüber dem

Jahr 1995 halbiert sich beispielsweise der Braunkohleanteil an der Stromerzeugung, während sich der Einsatz von Steinkohle zur Erzeugung von elektrischer Energie sogar auf rund ein Drittel reduziert.

Im Vergleich zu vielen anderen Klimaschutzszenarien ist der Beitrag der KWK zum Klimaschutz in den Politiksznarien II als eher gering eingeschätzt worden. Allerdings stellt sich im 40% Reduktionsszenario im Vergleich zur Referenzentwicklung (nicht aber gegenüber dem derzeitigen Niveau), die einen rückläufigen KWK-Beitrag zeigt, doch eine nennenswerte Erhöhung heraus. Wie vergleichende Betrachtungen herausgestellt haben, ist die „Unterbewertung“ der KWK in den Politiksznarien vermutlich einerseits auf die hochaggregierte Abbildung der KWK im Modell zurückzuführen. Andererseits ist der Grund in einer ausschließlich volkswirtschaftlichen Betrachtung der Anwendungsmöglichkeiten der KWK zu sehen (Fischedick u. a. 2000). Gegenüber den realen vermiedenen Bezugs-kosten von Strom und Wärme rechnen sich viele Anlagen privater Betreiber, auch solche Anlagen, die zum Teil von den reinen Erzeugungskosten möglicherweise deutlich teurer sind als die konventionelle Stromerzeugung in Großkraftwerken, die im Modell als Vergleichsmaßstab herangezogen wird.

Auch bei den durch das Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland moderierten **Modellexperiment II** haben sich bezogen auf die Referenzentwicklung die methodischen Unterschiede zwischen maßnahmenorientiertem Ansatz und Optimierungsmodellen bestätigt (MEX 2000). In der Gruppe der Energiesystemmodelle sind im Modellexperiment II Rechnungen vom FZ Jülich (IKARUS-Modell), dem IER in Stuttgart (Modell E3NET) und dem Wuppertal Institut (Modell Planet; eine ausführliche Beschreibung hierzu findet sich in Kapitel 2.3.2) durchgeführt wurden. Die Aufgabe der vergleichenden Analyse bestand darin, ausgehend von einem einheitlichen Satz an Rahmenannahmen und unterschiedlichen Vorgaben für die weitere Nutzung der Kernkraftwerke verschiedene Klimaschutzpfade zu diskutieren. **Abbildung 2-6** gibt für die Referenz-/Basissentwicklung die Entwicklung des Primärenergiebedarfs wieder.

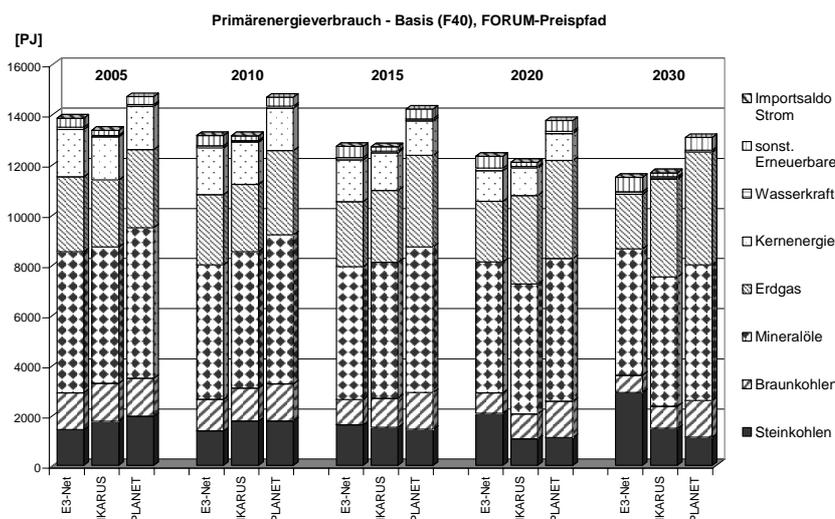


Abbildung 2-6: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Referenz- bzw. Basisszenario (MEX 2000)

Danach ergeben sich signifikante Unterschiede zwischen den Planet-Modellrechnungen und den Optimierungsrechnungen mit dem IKARUS- und E3NET-Instrumentarium. Entsprechendes gilt auch für die im Trend resultierenden CO₂-Emissionen. Im Vergleich zu einer Minderung des CO₂-Ausstoßes von 13,2% bis zum Jahr 2010 (gegenüber 1990) nach den Planet-Ergebnissen weisen die anderen Energiesystemmodelle mit 18,7% (IKARUS) bzw. 25,1% (E3NET) höhere Minderungsraten auf. Die signifikante Abweichung ist auf die methodischen Unterschiede zurückzuführen. Während in IKARUS und E3NET auch in der Basisvariante von idealisierten Bedingungen (keine Hemmnisse, vollständige Umsetzung der volkswirtschaftlich effizienten Optionen bereits im Trend) ausgegangen wird und sich ein unter Trendbedingungen optimales Energiesystem herausbildet, werden bei der Anwendung des Modellinstrumentarium des Wuppertal Instituts die Vielzahl an Hemmnissen, die der Umsetzung bestimmter aus volkswirtschaftlicher Sicht durchaus effizienter Maßnahmen entgegenstehen, berücksichtigt. Dementsprechend weist das Trendszenario des Wuppertal Instituts einen deutlich höheren Primär- und Endenergieverbrauch auf als die beiden anderen Modelle. Signifikante Unterschiede stellen sich dabei vor allem auch in Bezug auf die resultierende Stromnachfrage ein. Während sich beispielsweise in der IKARUS Basisvariante die Nettostromerzeugung im Zeitverlauf nur geringfügig ändert, erhöht sich diese im Trendszenario des Wuppertal Instituts gegenüber dem Jahr 1997 um 46,2 TWh bis zum Jahr 2010 bzw. sogar um 86,7 TWh bis zum Ende des Betrachtungszeitraums, dem Jahr 2030. Dies entspricht prozentualen Veränderungen von rund 8,8% bis 2010 und 16,6% bis 2030.

Der Vergleich der beiden unterschiedlichen Szenarioansätze macht also auch hier deutlich, dass das deutsche Energiesystem durch **sehr hohe „no regret“-Potenziale** in Bezug auf die **Energie- und insbesondere Stromeinsparung** gekennzeichnet ist. Dabei handelt es sich um Einsparmöglichkeiten, die aus Kostengesichtspunkten rentabel sind (in den idealisierten Optimierungsmodellen deshalb ausgeschöpft werden), deren Umsetzung unter realen Bedingungen aber gehemmt ist. Für die Energiepolitik bilden gerade diese Potenziale eine lukrative Möglichkeit, ohne zusätzliche Kosten (für die Umsetzung der Maßnahmen fallen lediglich Transaktionskosten an) gegenüber Trendbedingungen einen deutlichen Beitrag zur CO₂-Minderung zu leisten. **Sie sollten daher prioritär umgesetzt werden.**

2.1.5 Kategorisierung der betrachteten Szenarien

In den zuvor dargelegten Szenarien werden zum Teil sehr unterschiedliche Zukunftspfade aufgezeigt. Deshalb werden sie nachfolgend – soweit eindeutig möglich – in Rubriken eingeteilt, wobei unterschieden wird zwischen Status Quo-, Effizienz- und Nachhaltigkeitsszenarien.

2.1.5.1 Status-Quo-Szenarien

Von den verschiedenen betrachteten Ansätzen sind in der zuvor mit „Status Quo“ beschriebenen Rubrik folgende Szenarien einzuordnen: Die Referenzszenarien der Enquête-Kommission und der Gruppe Energie 2010, den Energiereport III von Prognos/EWI, die Analyse von Esso sowie die Referenzpfade aus den BMU-Szenarien vom Wuppertal Institut, den Energiewende-Szenarien vom Öko-Institut und aus den Politikszenerarien II von

DIW/FZ Jülich. Dabei handelt es sich um Trendbeschreibungen, die im Sinne von Business-as-Usual Betrachtungen aufzeigen, welche zukünftige Entwicklung zu erwarten ist, wenn die heute beschlossenen oder absehbaren Maßnahmen erfolgreich umgesetzt werden und über heute und für die absehbare Zukunft gültige Rahmenbedingungen hinaus keine einschränkenden Vorgaben gemacht werden. Nachfolgende Abbildungen stellen die verschiedenen Szenarien an Hand der Betrachtung wesentlicher Kenngrößen vergleichend gegenüber.

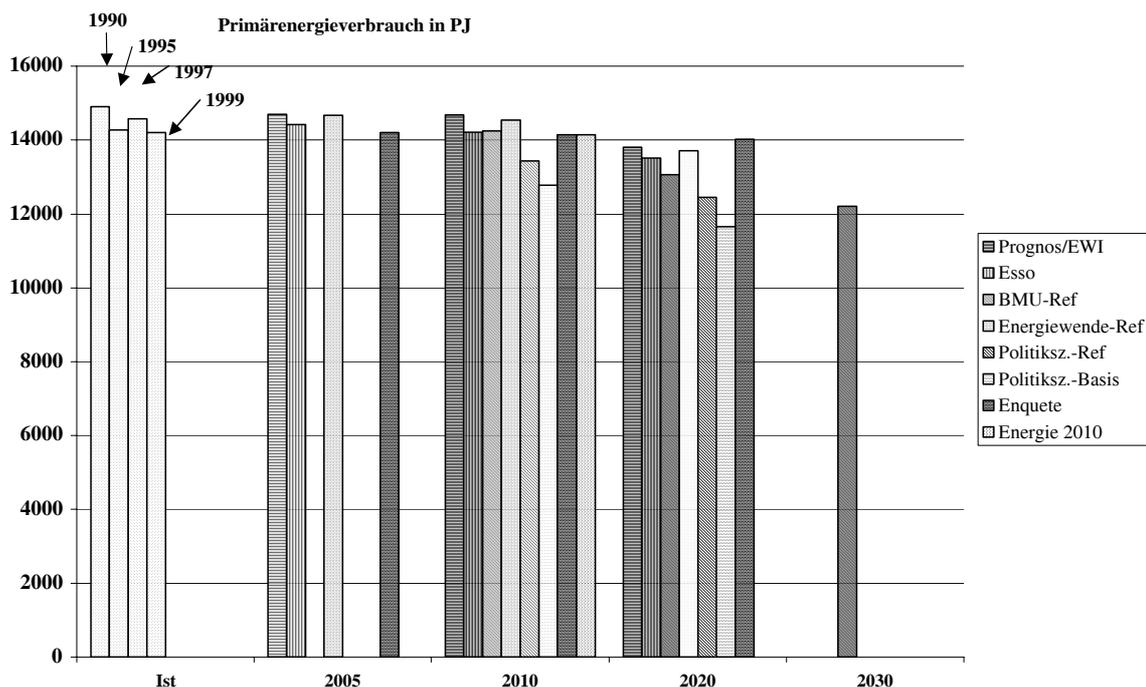


Abbildung 2-7: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in verschiedenen Referenzszenarien

In Bezug auf die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs zeigt der Prognos/EWI Energiereport vergleichsweise hohe und das Referenzszenario aus den Politikszenerarien vergleichsweise geringe Werte. Wie bereits zuvor dargelegt, liegen die Ergebnisse des Basiszenarios aus den Politikszenerarien methodisch bedingt noch unterhalb der Referenzwerte. Einen möglichen Mittelweg hinsichtlich der Primärenergiebedarfsentwicklung beschreibt das Referenzszenario der BMU-Studie.

Den vorliegenden Trendszenarien ist trotz aller Unterschiede gemeinsam, dass sie von einem leichten Rückgang von Primärenergie- und Endenergieverbrauch in Deutschland bis zum Jahr 2010 ausgehen. Die angestrebten Klimaschutzziele der Bundesregierung werden in allen Szenariobetrachtungen allerdings nicht erreicht (vgl. **Abbildung 2-8**), der CO₂-Ausstoß bleibt annähernd auf dem heutigen Niveau bzw. sinkt allenfalls leicht ab. Der Ausreißer nach oben ist in diesem Fall das Referenzszenario der Energiewende 2020 Studie, nach unten wiederum dasjenige der Politikszenerarien. Zumindest für die mittelfristige Zeitperspektive beschreibt auch hier das BMU-Szenario einen Mittelweg.

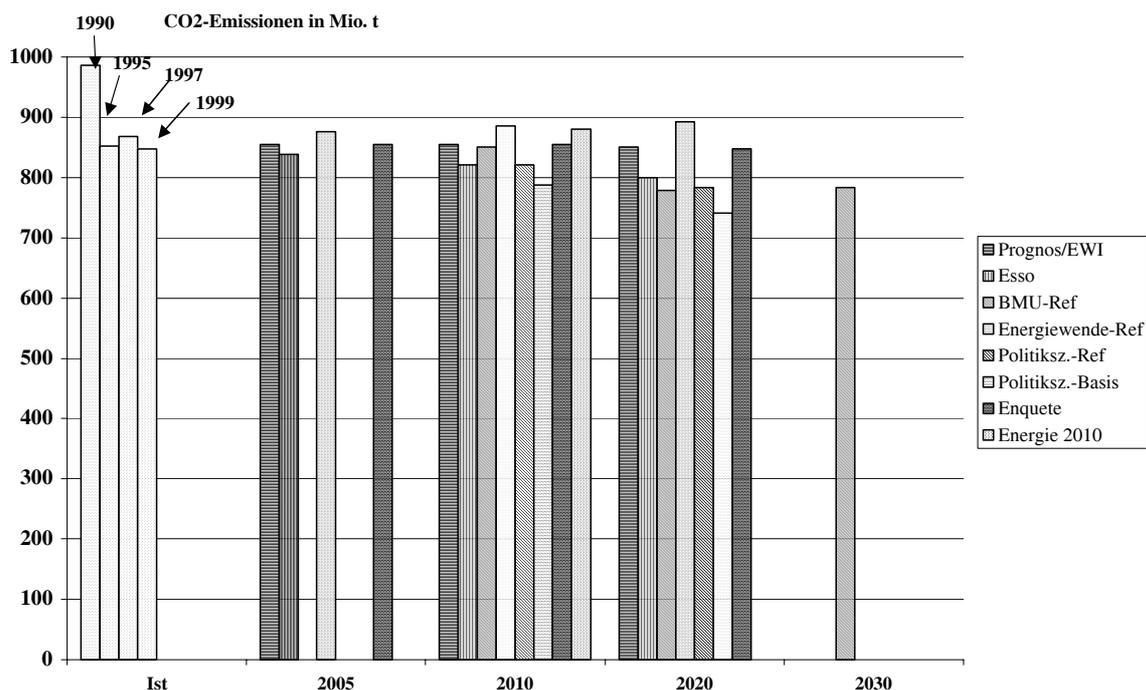


Abbildung 2-8: Entwicklung der CO₂-Emissionen in verschiedenen Referenzszenarien

Alle Trendszenarien sehen darüber hinaus in der Regel auch moderate Wachstumsraten für die Stromerzeugung und Wärmebereitstellung auf der Basis von erneuerbaren Energien vor. Für das Jahr 2010 ergeben sich hier ausgehend von den heute erreichten rund 2,3% (Substitutionsmethode) Anteile zwischen 1,85 und 3,3%. Die entsprechende Bandbreite für das Jahr 2020 lautet 1,75 bis 4,4%. Hinsichtlich der Entwicklung der KWK zeigt sich kein einheitliches Bild. Während Prognos im Trend von einem deutlichen Wachstum von knapp 55% (35%) bis zum Jahr 2020 (2010) ausgeht, zeigen andere Szenarien nur eine geringfügige Erhöhung (BMU, Energiewende 2020) bzw. sogar eine stark rückläufige Tendenz (Politikszenerien).

Unter den betrachteten Szenarien zeichnet sich kein wirklich „mittleres“ Szenario ab. Am nächsten einer repräsentativen Entwicklung kommt das **Referenzszenario der BMU-Studie** als **typisches Szenario für die Kategorie „Status Quo“**.

2.1.5.2 Effizienz- und Nachhaltigkeitsszenarien

Von Nachhaltigkeitsszenarien wird erwartet, dass sie die angestrebten Nachhaltigkeitsziele im Zeitverlauf erreichen. Hierzu gehört für den Energiebereich neben einer verstärkten Ressourcenschonung vor allem die deutliche Minderung des CO₂-Ausstoßes. Darüber hinaus sind Risikogesichtspunkte im Rahmen der Nachhaltigkeitsdiskussion zu berücksichtigen. Insofern können nur solche Szenarien als nachhaltig gelten, die von einem Rückzug

aus der nuklearen Stromerzeugung ausgehen, wie er z. B. im Rahmen des Energiekonsenses zwischen Bundesregierung und Kraftwerksbetreibern festgelegt worden ist⁶.

Geht man wie in Kapitel 1 abgeleitet im ersten Ansatz von dem Leitindikator CO₂ aus – eine vollständige Überprüfung der Nachhaltigkeitskriterien steht noch aus - und unterstellt, dass bis zum Jahr 2020 nur eine Minderung der CO₂-Emissionen von mehr als 40% (gegenüber dem Ausgangsniveau des Jahres 1990) als nachhaltig bezeichnet werden kann, lassen sich von den zuvor betrachteten Szenarien nur die Szenarien „Begrenzte Betriebszeit“ und „Kyoto/30 Betriebsjahre“ der BMU-Studie, das Szenario „Potenzial“ der Energiewende 2020 Studie und das 40% Szenario aus den Politikszenerarien II als Nachhaltigkeitsszenarien bezeichnen. Auch die Szenarien II des Projekts „Energie 2010“ können hier eingeordnet werden. Darüber hinaus werden die Nachhaltigkeitsziele auch vom Szenario R2V der Enquête-Kommission erfüllt, das aber aufgrund der – im Verhältnis zu dem gerade getroffenen energiepolitischen Konsens - unrealistischen Annahme eines Ausstiegs aus der Kernenergie bereits bis zum Jahr 2005 hier nicht weiter betrachtet wird.

Im Sinne der Kategorie Effizienz findet sich unter den betrachteten Analysen kein direkt passendes Szenario. Verschiedene Szenarien, insbesondere das Politik-Szenario der Studie Energiewende 2020, können sowohl hinsichtlich der umgesetzten Einsparmaßnahmen als aber auch in Bezug auf die verstärkte Nutzung von erneuerbaren Energien und der KWK eher als abgeschwächte Nachhaltigkeitsszenarien bezeichnet werden. Hier steht die Umsetzung heute bereits bekannter bzw. zumindest in der Diskussion befindlicher Maßnahmen im Vordergrund. Einer Konzentration auf den Effizienzgesichtspunkt kommt in erster Linie noch das 30%-Szenario der Politikszenerarien II am nächsten. Der Primärenergieeinsatz sinkt hier im Zeitverlauf von 1995 bis 2020 um rund 19,5% (im Vergleich zu 10% im Referenzszenario) bzw. 0,9%/a. Dabei werden - wie ein Vergleich mit dem Modell-Basisszenario zeigt - im wesentlichen diejenigen Einsparoptionen ausgeschöpft, die auch ohne weitere energiepolitische Maßnahmen ergriffen würden, wenn keine Hemmnisse vorliegen würden. Die erneuerbaren Energien spielen in diesem Zukunftsentwurf keine maßgebliche Rolle. Ihre Ausbauperspektiven (2,2% Primärenergieanteil in 2020) werden hier sogar noch unterhalb derer der Referenzentwicklung (3,3% in 2020) abgeschätzt. Mit einer Minderung des CO₂-Ausstoßes um 30% werden die Nachhaltigkeitsziele nicht erreicht.

Weitere der Kategorie Effizienz zuzurechnende Szenarien konnten nicht identifiziert werden. Die folgende vergleichende Betrachtung konzentriert sich daher auf die hier ausgewählten Nachhaltigkeitsszenarien.

Wie **Abbildung 2-9** zeigt sind alle Nachhaltigkeitsszenarien gegenüber dem Referenzpfad (der in den folgenden Abbildungen beispielhaft durch das BMU-Referenzszenario abgebildet wird) durch einen deutlichen Rückgang des Primärenergieverbrauchs im Zeitverlauf gekennzeichnet. Im Jahr 2020 liegt dieser um bis zu 23,5% unterhalb des vergleichbaren Niveaus im Referenzszenario und um knapp 30% (34%) unterhalb des Wertes im Jahr 1999 (1990).

⁶ Dabei ist die noch verbleibende Reststrommenge aus Kernkraftwerken auf 2.623 TWh limitiert worden. Umgerechnet entspricht dies einer Betriebszeit der einzelnen Anlagen von im Mittel 30 bis 35 Jahren.

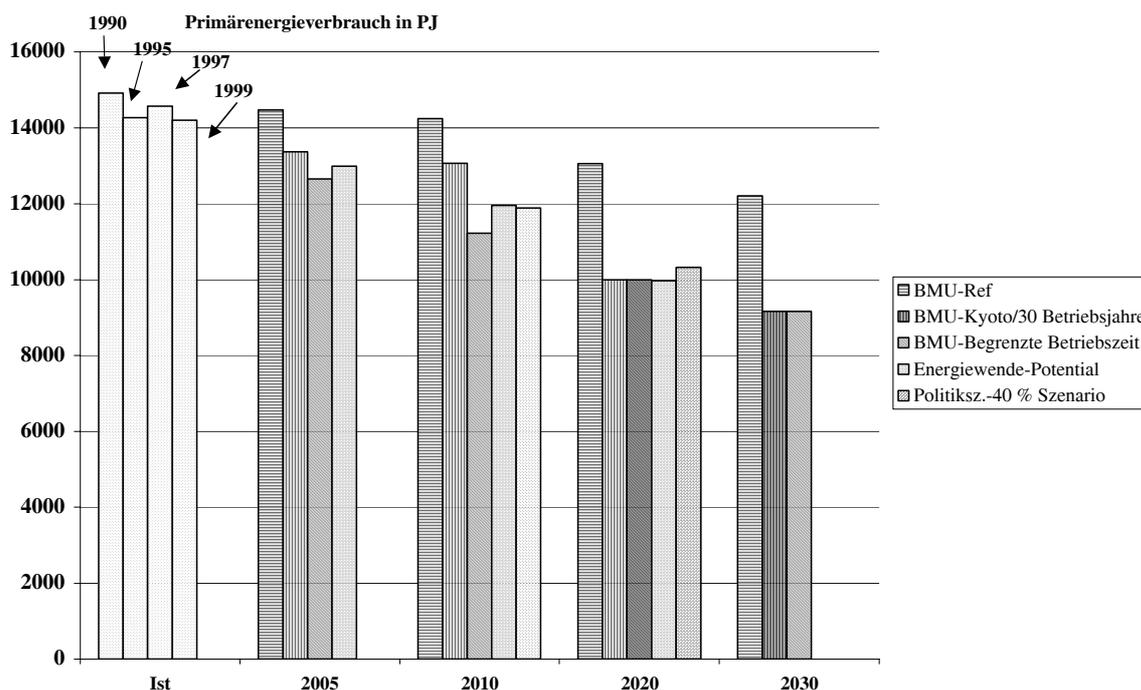


Abbildung 2-9: Entwicklung des Primärenergiebedarfs in verschiedenen Nachhaltigkeitsszenarien

Der wesentliche Grund für das Absinken des Energiebedarfs ist in der stetigen Steigerung der Energieproduktivität zu sehen.

Tabelle 2-12 stellt für die betrachteten Szenarien die resultierenden Produktivitätssteigerungen in der Übersicht dar. Dabei wurde jeweils Bezug genommen auf das Ausgangsniveau des Jahres 1997 (BMU-Szenarien) bzw. 1995 (Energiewende- und Politiksz. Szenarien).

Tabelle 2-12: Übersicht über die resultierenden Energieproduktivitätssteigerungen in den Referenz- und Nachhaltigkeitsszenarien in%/a

	1995/1997 - > 2005	1995/1997 -> 2010	1995/1997 -> 2020	1995/1997 -> 2030
Referenzszenarien (Status Quo)				
Prognos/EWI	1,9	1,95	2,1	
Esso	2,15	2,3	2,35	
BMU-Referenz		2,2	2,3	2,25
Nachhaltigkeitsszenarien				
BMU-Kyoto/30 Betriebsjahre		2,85	3,45	3,1
BMU-Begrenzte Betriebszeit		3,95	3,45	3,1
Energiewende Sz. Potenzial	2,85	3,1	3,2	
Energieszenarien – 40% Sz.		3,05	3,05	

Gegenüber dem Referenzpfad erfordert der Übergang zu einer nachhaltigen Entwicklung also eine deutlich effizientere Ausnutzung von Energie. Die im Trend in vielen Szenarien im Vergleich zur historischen Entwicklung bereits unterstellte Erhöhung der jährlichen Produktivitätszuwächse (in der Vergangenheit lagen diese in der Regel zwischen 1,4 und 1,7%/a) muss noch einmal entscheidend gesteigert werden. Bei den meisten Nachhaltigkeitsszenarien nehmen die Steigerungsraten dabei im Zeitverlauf zu. Dies gilt explizit nicht für das BMU-Szenario „Begrenzte Betriebszeit“, wo durch eine frühzeitige Effizienzoffensive bereits bis 2010 ein nennenswerter Beitrag zur klimaneutralen Kompensation der abgängigen Kernkraftwerksleistung (vgl. **Abbildung 2-10**) geleistet werden muss. Im Szenario „Kyoto/30 Betriebsjahre“ erfolgt diese Effizienzoffensive mit Produktivitätssteigerungen von zum Teil über 4%/a zwischen 2010 und 2020. Diese dann besonders verstärkten Effizienzerfordernisse sind der Preis dafür, dass bis 2010 keine über die Kyoto-Ziele hinausgehenden Anstrengungen zur Minderung der Treibhausgasemissionen gemacht werden.

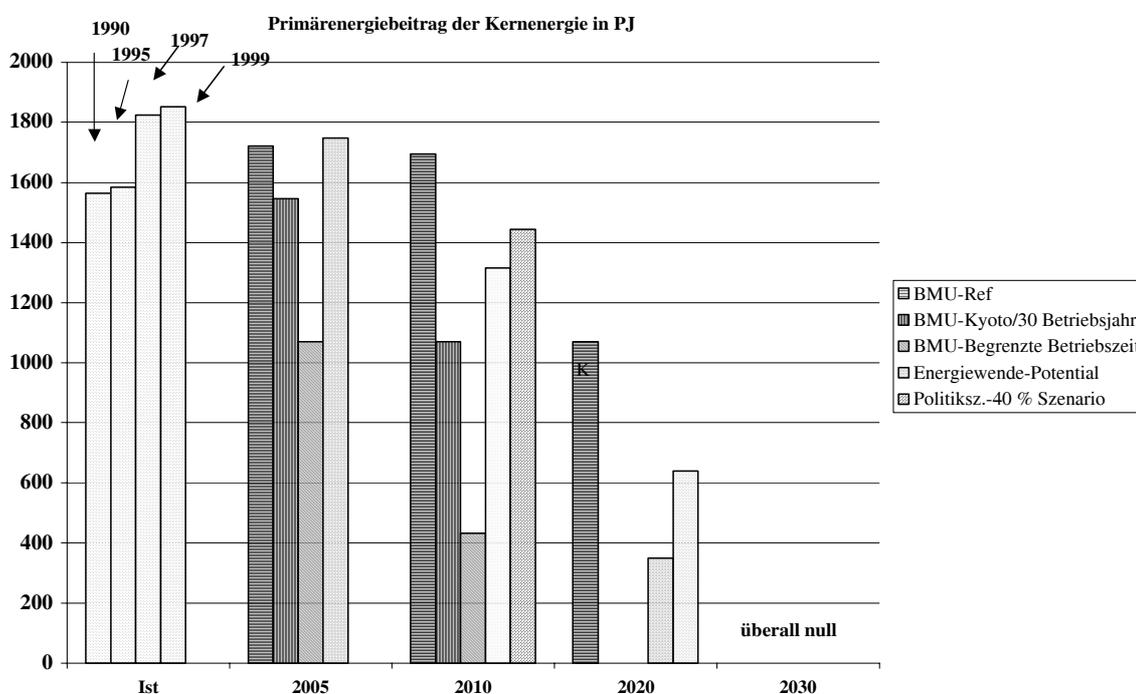


Abbildung 2-10: Entwicklung des Anteils der Kernenergie an der Abdeckung des Primärenergiebedarfs in den Nachhaltigkeitsszenarien

In den betrachteten Szenarien spielen Aspekte der langfristigen CO₂-Entsorgung ebenso wenig eine Rolle wie die verstärkte und flächendeckende Einbeziehung neuer Treibstoffe (z. B. Wasserstoff, Methanol) im Bereich Verkehr. Beide Aspekte haben aber dennoch in jüngster Zeit an Bedeutung gewonnen. Die CO₂-Entsorgung ist beispielsweise eines der Untersuchungsfelder der aktuellen Energie-Enquête-Kommission und auch Bestandteil der von ihr in Auftrag gegebenen Szenarioanalysen. Neue Treibstoffe sind zentraler Diskussionspunkt der Verkehrswirtschaftlichen Energiestrategie (VES), einer vom Bundesverkehrsministerium moderierten Gruppe von Unternehmen aus den Bereichen Mineralölin-

dustrie, Kraftfahrzeugtechnik und Energie. Auf beide Aspekte wird in der hier anstehenden Untersuchung Rücksicht genommen werden.

Abbildung 2-11 und **Abbildung 2-12** stellen die resultierenden Anteile erneuerbarer Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung im Energiemix in der Übersicht dar. Danach zeigt sich in allen betrachteten Zukunftspfaden eine deutliche Steigerung der Anteile erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch bis auf 12,8% in 2030 in den BMU-Szenarien. Ein Anteil, der im Szenario „Potenzial“ der Energiewende-Studie annähernd bereits im Jahr 2020 erreicht wird. Ebenso deutliche Steigerungsraten zeigen sich bei der Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung, die sich je nach Bedingungen bis zum Jahr 2020 bzw. 2030 gegenüber dem heutigen Niveau mehr als verdoppelt.

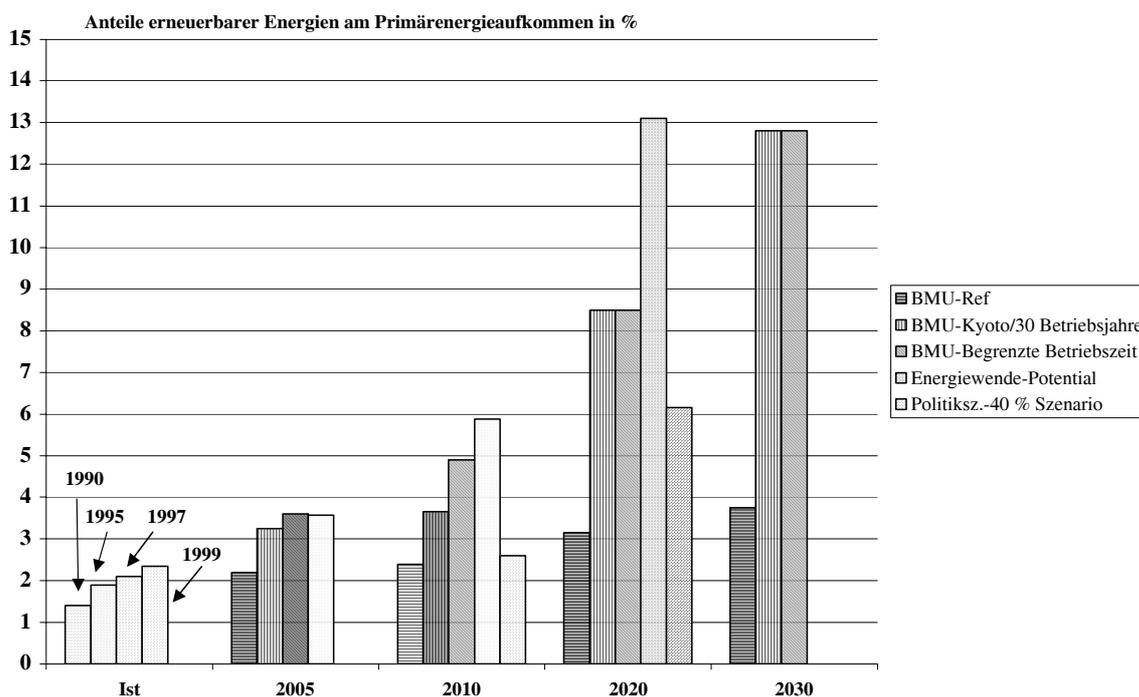


Abbildung 2-11: Entwicklung der Anteile erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch in den Nachhaltigkeitsszenarien

Letztlich stellt **Abbildung 2-13** die resultierenden CO₂-Emissionen – für die zu großen Teilen Setzungen erfolgt sind - in der Übersicht dar.

Auch unter den hier betrachteten Nachhaltigkeits-Szenarien zeichnet sich kein wirklich mittleres Szenario ab. Ansatzweise und aus langfristiger Perspektive kann möglicherweise das Szenario „Kyoto-Ziele/30 Betriebsjahre“ als **typisches** Szenario für die **Kategorie „Nachhaltigkeit“** ausgewählt werden. Für die kurzfristige Zeitperspektive sind hier aber unter Umständen Modifikationen notwendig.

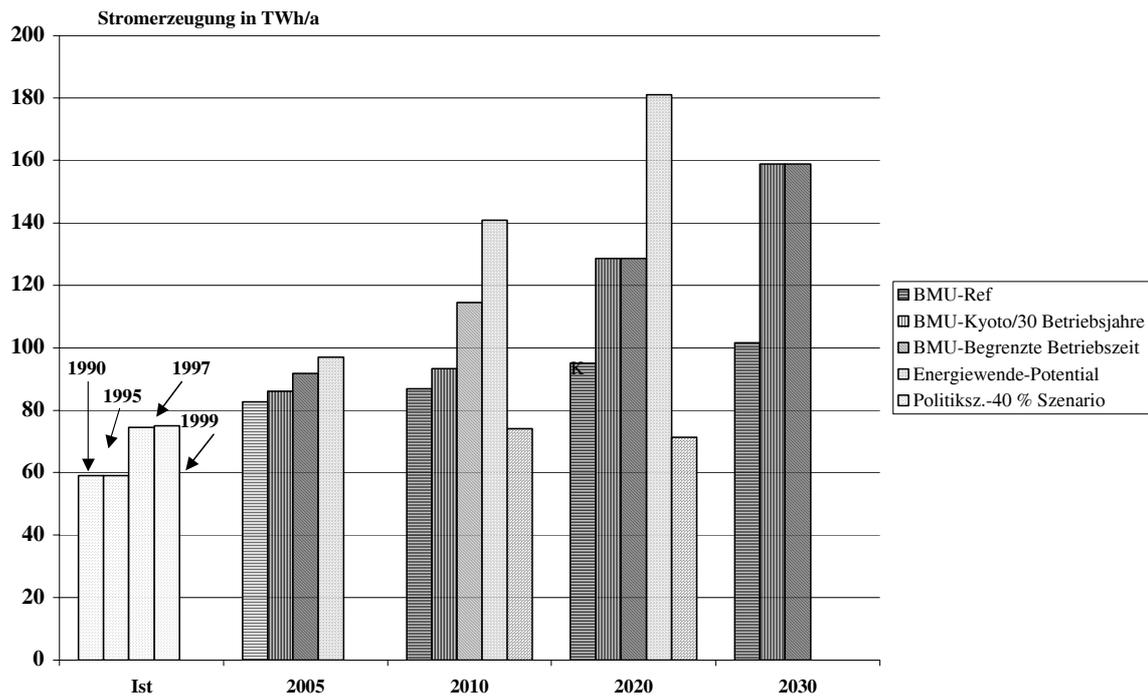


Abbildung 2-12: Entwicklung der Stromerzeugung in KWK-Anlagen in den Nachhaltigkeitsszenarien

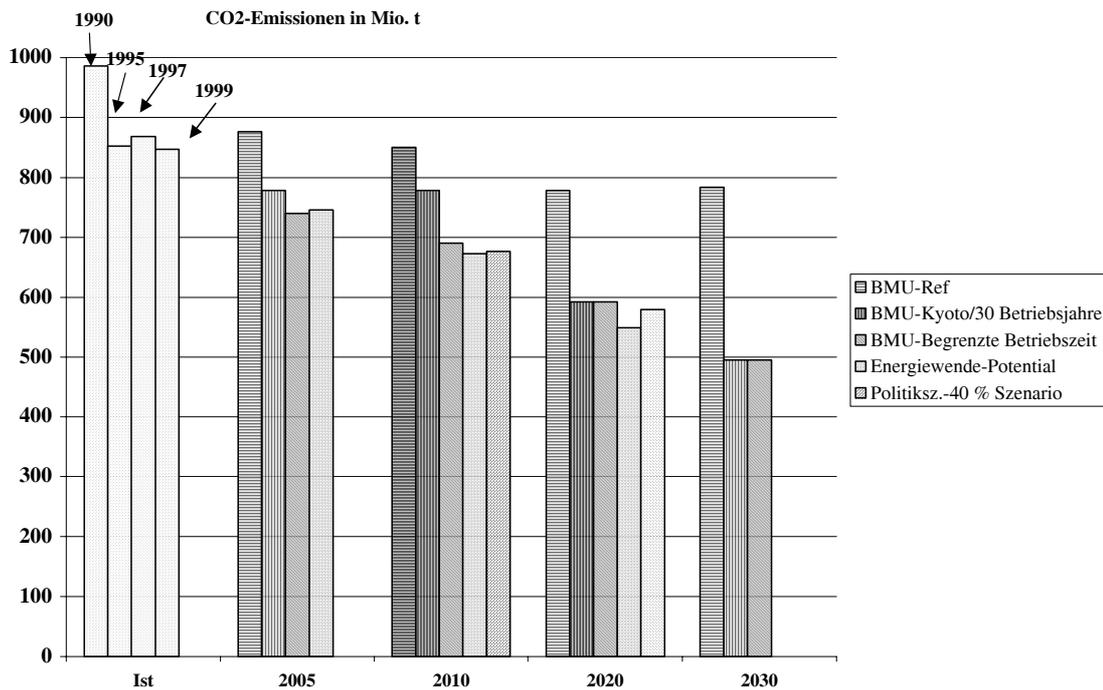


Abbildung 2-13: Entwicklung der CO₂-Emissionen in verschiedenen Nachhaltigkeitsszenarien

2.2 Nationale Langfristszenarien

In der Rubrik nationale Langfristszenarien werden nachfolgende Untersuchungen detaillierter betrachtet:

- Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft (Deutscher Bundestag 1990)
- Konsistenzprüfung einer denkbaren zukünftigen Wasserstoffwirtschaft (Prognos 1991)
- Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung (Nitsch/Luther 1998)
- Energieszenarien mit reduzierten CO₂-Emissionen bis 2050 (ISI/Siemens 1997)
- Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert (Quaschnig 2000)
- Potenziale und Perspektiven regenerativer Energieträger (TAB 2000)

Bei den hier beschriebenen nationalen Langfristszenarien handelt es sich im wesentlichen um Nachhaltigkeitsszenarien die - mit einer Ausnahme - von einem gleichzeitigen Ausstieg aus der Kernenergie ausgehen. Die Szenarien verfolgen unterschiedliche Strategien, um die vorgegebenen Nachhaltigkeitsziele - die sich im wesentlichen auf eine weitgehende Minderung der CO₂-Emissionen bei möglichst tragbarer ökonomischer Belastung beziehen - zu erreichen.

2.2.1 Hohe Anteile erneuerbarer Energien im Verkehr erfordern eine zukünftige Wasserstoffwirtschaft: TA-Wasserstoff-Szenarien bis 2050

Die vorliegenden Szenarien aus einer Studie für die Enquete Kommission "Gestaltung der technischen Entwicklung, Technikfolgenabschätzung und -bewertung" wurden im Jahr 1990 unter der Federführung des **DLR** erstellt (Deutscher Bundestag 1990).

Ein wichtiges Merkmal dieser Szenarien ist die dargestellte Rolle regenerativ erzeugten Wasserstoffs in der deutschen Energiewirtschaft. Die Tatsache, dass in späteren Szenarien Wasserstoff keine oder nur eine geringe Rolle spielt, ergab sich aus der im Lauf der 90er Jahre gewonnenen Erkenntnis, dass Wasserstoff als Speichermedium für regenerativ erzeugte Elektrizität im großen Stil erst in ferner Zukunft Bedeutung gewinnen wird, und dass die Speicherproblematik für den Ausbau erneuerbarer Energien auf absehbare Zeit eher eine untergeordnete Rolle spielen wird. Auf der anderen Seite setzt sich wieder die Erkenntnis durch, dass ohne einen regenerativ erzeugten Treibstoff im Verkehrssektor keine tiefgreifende und nachhaltige Minderung der Emissionen zu erreichen sein wird.

Im Rahmen der Untersuchung wurden zwei Hauptpfade für die Entwicklung der Energiewirtschaft Deutschlands definiert. In Pfad I wird auf eine weitere Nutzung der Kernenergie verzichtet, Pfad II wurde unter der Annahme eines möglichen Einsatzes der Kernenergie ermittelt. Außerdem unterscheiden sich die beiden Szenarien durch die Intensität der Energiesparmaßnahmen, die im Pfad I stärker ausgeprägt sind. Zu jedem der Hauptpfade wur-

den vier Varianten mit voneinander abweichenden Strukturen der erneuerbaren Energieversorgung untersucht:

Variante A:

Betonung des Imports von gasförmigem und flüssigem Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen im Ausland; keine Wasserstoffproduktion im Inland; Wasserstoff wird als Treibstoff und zur Unterstützung der Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt; elektrische Energie wird außerdem mit Batterien und Pumpspeicherwerken gespeichert.

Variante B:

Starke Betonung der inländischen solaren Stromversorgung mit Photovoltaik; daraus ergibt sich ein hoher Anteil fluktuierender heimischer Elektrizität, die durch Wasserstoffherzeugung gepuffert wird; der Import von Wasserstoff verringert sich entsprechend.

Variante C:

Verstärkter Import solar erzeugter Elektrizität zur Wasserstoffherstellung in Deutschland; der Import von gasförmigem und flüssigem Wasserstoff wird dadurch verringert.

Variante D:

Gasförmiger Wasserstoff wird vor flüssigem bevorzugt; damit wird vor allem der Wärmemarkt bedient, während die fossilen Energieträger für den Verkehrssektor reserviert bleiben.

An dieser Stelle wird der Hauptpfad I mit Schwerpunkt auf der Variante A beschrieben, d.h. die weitere Nutzung der Kernenergie wird nicht betrachtet. In der Studie wurden zunächst die beteiligten Schlüsseltechnologien zur Erzeugung, Transport, Speicherung und Umwandlung von regenerativem Wasserstoff sowohl technisch als auch wirtschaftlich beschrieben und, auf dem Wissensstand von 1990, die mögliche Entwicklung von Wirkungsgraden und Kosten bis 2050 vorgegeben.

Die Entwicklungen des Endenergieverbrauchs, der Bruttostromerzeugung und des Strombedarfs bis 2050 nach dieser Szenariovariante sind in **Tabelle 2-14** dargestellt.

Das Bruttosozialprodukt steigt bis 2050 gegenüber dem Bezugsjahr 1987 um den Faktor 2,3. Der Endenergiebedarf geht trotzdem bis 2050 insgesamt etwas zurück. Auch der Endenergiebedarf an Strom nimmt zwischen 2005 und 2050 leicht ab. Die Energieproduktivität steigt also deutlich an und ermöglicht eine weitere Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch.

Die Bruttostromerzeugung steigt dagegen stark an. Dies ist im wesentlichen durch die steigende elektrolytische Wasserstoffproduktion aus erneuerbaren Quellen begründet. Dabei kommt der Wasserstoff weniger als Energiespeicher im Stromsektor zum Einsatz, sondern hauptsächlich als erneuerbarer Brenn- und Treibstoff im Verkehrs- und Wärmebereich.

Der Anteil erneuerbarer Energien an der gesamten Endenergienachfrage steigt von 13% im Jahr 2005 auf 36% im Jahr 2025 und auf 69% im Jahr 2050 an. Wesentliche Anteile kommen dabei aus regenerativ erzeugtem Wasserstoff, der im Ausland hergestellt und nach Deutschland importiert wird (oder - Variante C - erneuerbarer Strom wird importiert und

in Deutschland damit Wasserstoff erzeugt). Relativ große Anteile des zukünftigen Wärmebedarfs werden ab 2025 aus solar erzeugter Elektrizität und aus Wasserstoff bereitgestellt. Erneuerbarer Wasserstoff ist hier mit 10% im Jahr 2025 bzw. mit 23% im Jahr 2050 beteiligt, erneuerbarer Strom mit 5% (2025) bzw. 8,5% (2050).

Tabelle 2-14: Entwicklung der Endenergienachfrage und der Bruttostromerzeugung nach dem Szenario TA-Wasserstoff bis 2050, Pfad I, Variante A

Jahr	2005	2025	2050
Gesamt Endenergienachfrage	TWh/a	TWh/a	TWh/a
Endenergiebedarf	1431	1342	1151
Fossile Quellen	1246	858	355
Nukleare Quellen (Ausstieg bis 2005)	0	0	0
Erneuerbare Quellen	185	485	796
Wärme aus REG Direkt	147	220	251
Wärme aus REG-Strom u. REG-H ₂	11	116	189
Strom aus REG-Strom u. REG-H ₂	27	107	176
Treibstoffe aus REG-H ₂	0	42	180
Stromnachfrage	TWh/a	TWh/a	TWh/a
Endenergiebedarf Strom	313	310	293
Bruttostromerzeugung	368	635	961
aus fossilen Quellen	323	190	84
aus nuklearen Quellen	0	0	0
aus erneuerbaren Quellen	45	445	877
REG- Stromerzeugung Ausland	0	314	700
REG- Stromerzeugung Inland	45	131	177
Nichtfluktuierende REG-Anteile	37	54	55
Fluktuierende REG-Anteile	8	77	122

Die Produktion von Wasserstoff als Treibstoff und als Wärmequelle beginnt etwa 2010-2015, aus heutiger Sicht also zu einem relativ frühen Zeitpunkt. Die entsprechenden erneuerbaren Anteile bei der Treibstoffversorgung sind 12% (2025) und 69% (2050).

Bis 2050 entspricht der erneuerbare Anteil an der Stromerzeugung von 177 TWh/a in etwa dem im Inland erzeugten erneuerbaren Stromanteil, d.h. der im Ausland erzeugte REG-Strom geht im wesentlichen in die Wasserstoffversorgung. Bei der Deckung des Endenergiebedarfs von Strom steigt der erneuerbare Anteil von 8,5% im Jahr 2005 auf 35% im Jahr 2025 und auf 60% im Jahr 2050.

Das Szenario geht davon aus, dass Wasserstoff hauptsächlich als Energieträger im Verkehrs- und Wärmebereich und weniger als Energiespeicher im Stromsektor zum Einsatz

kommen wird. Besonders im Verkehrssektor, und dort vor allem bei der Produktion erneuerbarer Treibstoffe im großen Maßstab, zeichnen sich bis heute kaum Alternativen ab, um große erneuerbare Anteile zu erreichen.

Der Aufbau einer solaren Energiewirtschaft auf den drei Säulen "Direktnutzung solarer Wärme, Direktnutzung solarer Elektrizität und Einsatz solarer Wasserstoffs" fördert sowohl dezentrale als auch zentrale Versorgungsstrukturen. In der zeitlichen Abfolge nimmt zunächst die Bedeutung dezentraler Elemente bei gleichzeitiger konsequenter Erschließung von Einsparpotenzialen und lokaler erneuerbarer Energiequellen zu. Längerfristig gewinnen die leitungsgebundenen Strukturen der Gas- und Stromversorgung relativ an Bedeutung vor dem Hintergrund der starken Verdrängung von Mineralöl und Kohle.

Die maximal zu tätigen Aufwendungen für erneuerbare Energiesysteme entsprechen bei volkswirtschaftlicher Rechnung mit 4% Realzins im Jahr 2050 rund 4% des Bruttosozialprodukts, bei betriebswirtschaftlicher Rechnung (mit doppeltem Zinssatz und halbierten Abschreibungszeit) etwa 10% des Bruttosozialprodukts. Dies entspricht etwa dem Anteil der Aufwendungen für die Energieversorgung des Jahres 1990, einschließlich der Aufwendungen für den Öl- und Gasimport.

Die bei diesem Szenario eingesetzten Technologien umfassen neben den Schlüsselkomponenten zur Erzeugung, Speicherung, Transport und Umwandlung von Wasserstoff folgende Komponenten:

- für die direkte erneuerbare Stromerzeugung: Photovoltaik in Deutschland, Spanien sowie Nordafrika, solarthermische Kraftwerke in Spanien und Nordafrika, Windkraftwerke in Deutschland und Spanien, Anlagen zur Nutzung der Biomasse, Wasserkraft aus Kanada (LH₂-Import),
- für die erneuerbare Strom- und Wärmeerzeugung über das Medium Wasserstoff: Blockheizkraftwerke, Gasturbinen, GuD-Kraftwerke, Brennstoffzellen ausschließlich in Kraft-Wärme-Kopplung
- sowie für die direkte erneuerbare Wärmeerzeugung: thermische Sonnenkollektoren, Wärmepumpen, Restholz- und Reststrohessel, Biogasanlagen.

Erneuerbarer Importstrom (Variante C) aus Wasserkraft, Wind, Photovoltaik und solarthermischen Kraftwerken dient hauptsächlich zur Herstellung von Wasserstoff. Heimische und ausländische Potenziale aus geothermischen Anlagen zur Strom- und Wärmeversorgung werden nicht genutzt. Die Ausbau- und Einsatzmöglichkeiten der Kraft-Wärme-Kopplung mit konventionellen und erneuerbaren Brennstoffen wurden nicht im Detail untersucht. Windkraft aus Offshore Anlagen und direkte Stromimporte unter Verzicht auf Wasserstoffherzeugung wurden nicht betrachtet. Insofern weist dieses Szenario gegenüber neueren Arbeiten deutliche Unterschiede auf.

Auf der anderen Seite zeigt das TA-Szenario Wasserstoff die Integrationsmöglichkeiten von erneuerbarem Strom, Wärme und Wasserstoff in einer zukünftigen Energiewirtschaft auf. Insbesondere wird deutlich, dass ein chemischer Sekundärenergieträger wie Wasserstoff zum Erreichen großer erneuerbarer Anteile im Verkehrssektor notwendig sein wird.

2.2.2 Konsistenzprüfung der Wasserstoffenergiewirtschaft bestanden

Das hier beschriebene Szenario wurde im Jahr 1991 vom Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) und Prognos für das damalige BMFT erarbeitet und stellt die Frage nach der ökonomischen Konsistenz einer zukünftigen denkbaren Wasserstoffenergiewirtschaft insbesondere in Konkurrenz zur rationellen Energienutzung und zur Nutzung anderer erneuerbarer Energien (Prognos 1991). Der Zeithorizont des Szenarios reicht bis 2040. Das Szenario geht von einer konstanten Stromerzeugung in Kernkraftwerken aus, ein Ausstieg ist also für den betrachteten Zeitraum nicht unterstellt.

Das zugrundegelegte Referenzszenario für die Entwicklung des Energiebedarfs geht davon aus, dass der Primärenergiebedarf gegenüber dem Ausgangsjahr der Studie 1987 bis 2010 insgesamt um 3,2% und bis 2040 dann um 6% sinkt. Dabei sinkt der Brennstoffverbrauch, bedingt durch einen relativ starken Rückgang der Bevölkerung und durch verstärkte Effizienzmaßnahmen, bis 2040 um etwa 22%, während der Stromverbrauch, bedingt vor allem durch starkes industrielles Wachstum, um 47% zunimmt.

Im Anschluß an die Definition des beschriebenen Verbrauchs-Referenzszenarios wird untersucht, in welchen Sektoren und Verwendungsgebieten, unter welchen wirtschaftlichen Bedingungen und bei welchen CO₂-Reduktionsforderungen Wasserstofftechnologien in der Lage sein werden, Konkurrenztechnologien, die ebenfalls das Potenzial haben, die CO₂-Reduktionsziele zu erfüllen, abzulösen. Hierzu werden Varianten des Szenarios mit Minderungszielen bis 2040 zwischen 50 und 80% betrachtet.

Insofern geht diese Untersuchung anders vor als die zuvor betrachtete TA-Studie Wasserstoff mit ihrem zielorientierten Szenario-Ansatz, die bestimmte Ausbaupfade der erneuerbaren Beiträge vorgeben und anschließend deren Implikationen untersuchen.

Tabelle 2-15: Entwicklung der Gesamtenergie- und Stromnachfrage bis 2050 in dem Referenzszenario des ISI/Prognos, Werte in TWh/a.

Jahr	2010	2040
Gesamte Endenergienachfrage	TWh/a	TWh/a
Endenergiebedarf	2008	1875
Fossile Quellen	1515	1267
Strom	420	518
Fernwärme	73	91
Stromnachfrage	TWh/a	TWh/a
Endenergiebedarf Strom	420	518
Bruttostromerzeugung	463	571
aus fossilen Quellen	295	395
aus nuklearen Quellen	144	150
aus erneuerbaren Quellen	24	26

Insgesamt wurden 205 Einzeltechnologien in drei Verbrauchssektoren als Konkurrenten gegenübergestellt:

Im **Verkehrssektor** waren dies die herkömmlichen Verkehrssysteme mit konventionellen Treibstoffen und moderater Einsparung, die gleichen Systeme mit höherer und kostspieligerer Energieeffizienz, Elektro-PKW, PKW und LKW mit biologischen Treibstoffen, PKW, LKW und Luftfahrzeuge mit Wasserstoffantrieb.

In den **Haushalts- und Dienstleistungssektoren** konkurrieren im Strombereich verschiedene Sparvarianten mit und ohne Wasserstoffeinsatz. Im Wärmebereich konkurrieren konventionelle Heizsysteme mit konventionellen Brennstoffen, Biomasse, Sonnenkollektoren, katalytische Heizer, Wasserstoffverbrennung, Wasserstoff-Wärmepumpen, Wärmedämmung.

Im **Kraftwerkssektor** werden folgende Technologien gegenübergestellt: konventionelle Kraftwerke auf Kohle-, Öl- und Gasbasis, Kernkraftwerke, GuD-Kraftwerke auf Öl- und Gasbasis, konventioneller Importstrom, Windkraft Inland, Wasserkraft Inland, Photovoltaik Inland, Solarstromimport aus Photovoltaik und solarthermischen Kraftwerken, GuD mit Wasserstoff, sowie in Kopplung mit der Fernwärmeerzeugung Klärgas/Biogasanlagen, Müllverbrennung, Industrielle KWK (Öl, Gas, Kohle, Wasserstoff), HKW (Öl, Gas, Kohle, Wasserstoff), BHKW (Öl, Gas, Wasserstoff), reine Heizwerke, Brennstoffzellen.

Im Rahmen der Untersuchung wurden drei strategisch unterschiedlich ausgerichtete Szenarien/Strategien untersucht und beschrieben, die sich folgendermaßen charakterisieren lassen:

Strategie Diversifikation

In dieser Strategie wird ein Mix von Standorten für solar erzeugten Strom und Wasserstoff angestrebt, in dem alle in Frage kommenden Regionen im Inland, Südeuropa, Nordafrika und Übersee mit angemessenen Anteilen berücksichtigt werden. Solarer Importstrom zum direkten Einsatz im Strommix ist begrenzt. Die Strategie weist folgende Merkmale auf:

- Begrenzung der (kostenungünstigen) heimischen solaren Potenziale
- Importmix für GH₂ und Solarstrom zu 70% aus Nordafrika und 30% aus Spanien
- Ausländische Erzeugung 50:50 aus Photovoltaik und Solarthermie
- 20% des Bedarfs an LH₂ aus Wasserkraft in Überseegebieten
- Begrenzung des Solarstromimportes auf 200 PJ (ca. 10% der Bruttostromerzeugung)

Im Bereich **Haushalte und Kleinverbrauch** kommen zunächst die Wärmedämmung und der Einsatz von Sonnenkollektoren und Wärmepumpen zum tragen. Wasserstofftechnologien setzen sich erst als ultima ratio bei einer CO₂-Reduktionsstufe von 80% gegenüber den beiden o.g. Maßnahmen durch. Im **Verkehrssektor** kommen zunächst Elektrofahrzeuge und Biokraftstoffe zum Einsatz, auch hier folgt erst bei 80%iger Emissionsminderung eine Verwendung von Wasserstoff. Im **Industriesektor** greifen zunächst vor allem Maßnahmen zur Energieeinsparung, erneuerbare Energien spielen kaum eine Rolle. Auch in diesem Sektor kommt Wasserstoff erst bei Reduktionsforderungen von über 70% zum tragen. Insgesamt erreicht Wasserstoff bei 80%iger Emissionsminderung bis 2040 einen Anteil an der Deckung des Endenergiebedarfs von 30%. Die Konsistenz einer Wasserstoffwirtschaft bildet sich damit erst bei sehr scharfen Restriktionen bezüglich der CO₂-Emissionen

heraus, bildet bei wirtschaftlicher Betrachtungsweise dann aber langfristig sogar einen Hauptpfeiler dieser Minderungsstrategie.

Strategie EG-Autarkie

In diesem Ansatz sind die Importmengen an Solarstrom und Wasserstoff limitiert. Einfuhren aus Nordafrika und Übersee werden auf Null gesetzt, um die Importabhängigkeit gegenüber den beiden anderen Szenarien zu reduzieren. Lediglich aus Spanien wird Wasserstoff importiert. Die Strategie weist weiterhin folgende Merkmale auf:

- Heimischen Wasserstofferzeugung zugelassen
- Import von GH_2 nur aus Spanien
- Ausländische Stromerzeugung 50:50 aus Photovoltaik und Solarthermie
- Begrenzung des Solarstromimportes auf 200 PJ (ca. 10% der Bruttostromerzeugung)

Durch die Einschränkung des Energieimports kommen in diesem Szenario auch kostengünstigere Energiesparmaßnahmen, vor allem im Industriesektor zum tragen. Zugleich wird es bei einer hohen angestrebten CO_2 -Minderung notwendig, zusätzliche inländische Quellen, vor allem Photovoltaik zur Wasserstofferzeugung zu erschließen. Auch hier kommt Wasserstoff erst bei hohen Reduktionszielen zum tragen, erreicht aber auch dann vergleichbar hohe Anteile an der Deckung der Energienachfrage wie im ersten Szenario. Infolge der erhöhten Anteile heimischer Photovoltaik wird der Strommix bei dieser Strategie gegenüber der Strategie "Diversifikation" teurer.

Strategie Strom

In der dritten Strategie wird eine 25%ige Erhöhung der Stromnachfrage vor allem in den Sektoren Industrie und Verkehr modelliert, die in beiden Fällen - anstatt durch erneuerbaren Wasserstoff - durch erhöhte direkte solare Stromerzeugung gedeckt wird. Der solare Kraftwerkspark wird hier zur Verminderung der Tagesfluktuationen auf 75:25 zugunsten von solarthermischen Kraftwerken verschoben. Die Strategie weist folgende Merkmale auf:

- Geringerer Ausbau der inländischen stark fluktuierenden Photovoltaik
- Länder Mix wie in der Strategie Diversifikation
- Ausländische Erzeugung 25% Photovoltaik und 75% Solarthermie
- Keine Begrenzung des Solarstromimportes.

Im Verkehrs- und im Haushaltssektor sind einer solaren Elektrifizierung zur Verdrängung direkt eingesetzter Brennstoffe enge Grenzen gesetzt. Der größte Anteil der zusätzlichen solaren Elektrifizierung bezieht sich deshalb auf den Industriesektor. Die wirtschaftliche Modelloptimierung weist auch hier unter der Bedingung tiefgreifender Emissionsminderungen von bis zu 80% noch nennenswerte, wenn auch etwas geringere Wasserstoffanteile auf. Durch den höheren Anteil fluktuierender und nicht gesicherter Leistung aus Solarstromimporten aus Photovoltaik sind entweder Reserveleistungen mit geringer Spitzenauslastung oder Speicher vorzusehen, die den Strommix verteuern. Die Elektrizitätsversorgung verteuert sich zudem gegenüber der Strategie "Diversifikation" wegen der kostenspe-

zifisch ungünstigen Substitution von Brennstoffen zu Heizzwecken durch importierten Solarstrom deutlich.

Zusammenfassend ergibt die **Konsistenzprüfung** für alle drei Strategien eindeutig, dass unter der Prämisse, dass bis zur Mitte dieses Jahrhunderts eine CO₂-Emissionsreduktion von über 60% notwendig werden sollte, der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft konsistent mit der Forderung nach einer möglichst kostengünstigen Energieversorgung ist. Die genannten CO₂-Minderungsziele erzwingen unter diesem Gesichtspunkt sogar den langfristigen Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff in der deutschen Energiewirtschaft.

2.2.3 Der Weg zur Effizienz- und Solarenergiewirtschaft im Detail

Einen auf den Strategieelementen „Maximierung der Energieeffizienz“ und „Forcierter Ausbau der erneuerbaren Energien“ in Deutschland aufbauenden nachhaltigen Zukunftspfad wurde im Szenario „Solare Energiewirtschaft“ des **DLR** und des **FhG-ISE** entwickelt (Nitsch/Luther 1998). Wie nachfolgende Abbildung zeigt, kann eine 80%ige CO₂-Minderung dann erreicht werden, wenn der Energieverbrauch bis zum Jahr 2050 um rund 50 Prozent gesenkt wird und 58 Prozent der noch eingesetzten Energie aus erneuerbaren Energiequellen stammen. Mit rund 36 Prozent basiert dabei der diesbezüglich größte Teil auf der Bereitstellung von Wärme aus Strahlung, Biomasse und Geothermie, wobei neben Raumwärme und Warmwasser auch eine teilweise Abdeckung des Prozesswärmebedarfs erfolgt. Die restlichen 22 Prozent resultieren aus der Strombereitstellung aus erneuerbaren Quellen, wovon wiederum zwei Drittel aus Quellen im Inland stammen. Stromimporte werden aus solaren Kraftwerken, Wasser- und Erdwärmekraftwerken bezogen. Insgesamt ist dies eine gegenüber heute völlig veränderte, aber technisch realisierbare Energiewelt. Die Verwendung von Wasserstoff ist unter diesen - stark durch einen rationelleren Umgang mit Energien geprägten - Bedingungen nicht notwendig.

Hinsichtlich der Entwicklung des Beitrags erneuerbarer Energien geht die Studie davon aus, dass aus Gründen der angestrebten „nachhaltigen Entwicklung“ langfristig ein konsequenter Ausbau notwendig ist. Hierzu müssen die verschiedenen Technologien innerhalb des nächsten Jahrzehnts in die Lage versetzt werden, in ihrer ganzen Bandbreite einen realistischen Wettbewerb mit den anderen Versorgungsoptionen zu bestreiten. Zur Erreichung dieser Grundannahme orientiert sich die Untersuchung für das Jahr 2010 an den Zielsetzungen der Gruppe Energie 2010 (Altner u. a. 1995), die zuvor bereits diskutiert worden sind. Der Primärenergieverbrauchsanteil der erneuerbaren Energien erhöht sich bis zu diesem Zeitraum dementsprechend auf 5,5%, der Stromerzeugungsanteil erreicht rund 10%. Die größten absoluten Zuwächse basieren dabei auf der Windenergie und der Biomasse, die größten Wachstumsraten verzeichnen hingegen Solarzellen, Solarkollektoren und geothermische Anlagen (vgl. Tabelle 2-16).

Die Studie unterstellt darüber hinaus, dass sich die hierdurch induzierte Wachstumsdynamik mittel- bis langfristig fortsetzt, bis zu einem Sättigungspunkt kommt. Und zwar in dem Maße je näher der Ausnutzungsgrad an den technischen Potenziale liegt. Unter diesen Voraussetzungen steigt der Anteil erneuerbarer Energien an der Deckung des jeweiligen Primärenergiebedarfs über 26% im Jahr 2030 auf 58% im Jahr 2050. Nach 2030 spielen für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien vor allem die photovoltaische Stro-

merzeugung, sowie die solarthermische und die geothermische Wärmebereitstellung die entscheidende Rolle. Aufgrund der Sättigungserscheinungen bei der Nutzung heimischer erneuerbarer Energien berücksichtigt das solare Langfristszenario einen Import von Solarstrom (auf der Basis solarthermischer und längerfristig auch photovoltaischer Kraftwerke im Süden Europas), der im Jahr 2030 bereits 5% und im Jahr 2050 rund 14% des deutschen Primärenergieverbrauchs deckt.

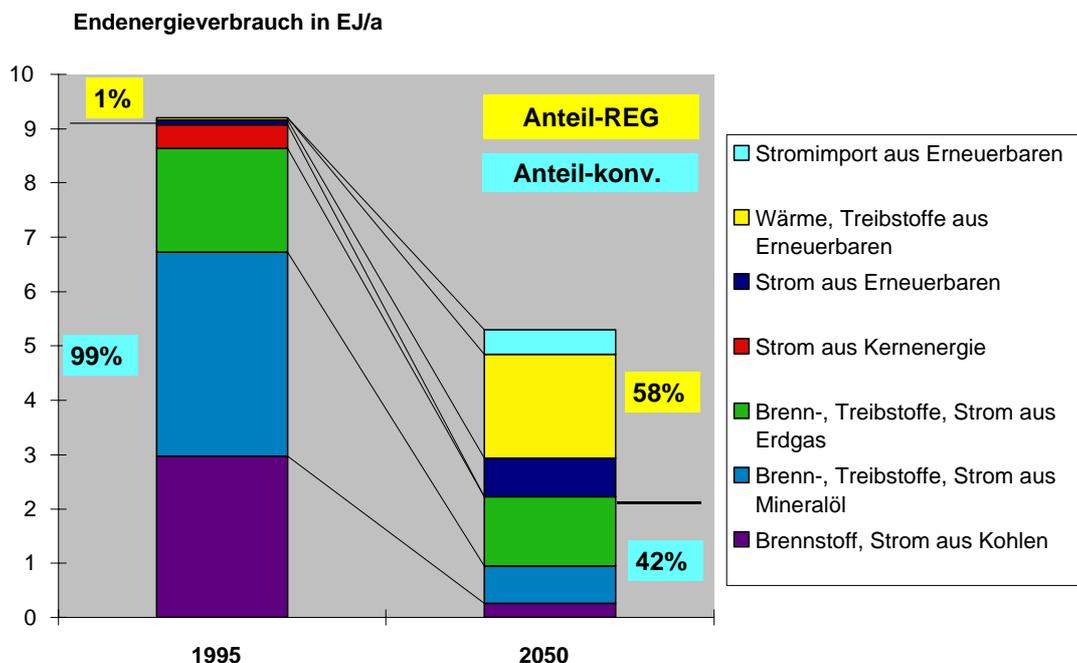


Abbildung 2-14: Langfristige Entwicklung der Energieversorgung im Szenario „Solare Energiewirtschaft“

Tabelle 2-16: Beitrag erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch (Substitutionsmethode) in TWh (Nitsch, Luther 1998)

	1996	2010	2030	2050
Wasserkraft	49,5	58,7	58,8	56,1
Windenergie	7,85	44,0	119,0	182,0
Photovoltaik	0,94	2,3	54,0	182,0
Biomasse	14,2	98,0	229,0	227,0
Solarkollektoren	0,7	8,5	90,0	315,0
Geothermie	0	4,1	30,2	110,0
Import Solarthermische Kraftwerke	0	0	95,0	227,0
Import Photovoltaik	0	0	35,7	113,6
Summe	73,19	215,6	711,7	1412,7

Ferner ist zu beachten: Für die KWK, die im Bezugsjahr 1995 wärmeseitig nur rund 6% des Bedarfs an Raumheizung und Warmwasser sowie 30% des Prozeßwärmebedarfs deckte, wird auch auf der Basis der Erfahrungen der Nachbarländer von deutlichen Ausbaupo-

tenzialen ausgegangen. Langfristig wird eine Erhöhung der Stromerzeugung in KWK-Anlagen von rund 47 TWh in 1995 auf 152 TWh in 2050 unterstellt. Damit würde die KWK zu rund 25% zur gesamten Bruttostromerzeugung beitragen können (vgl.: 1995 rund 9%). Mit 138 TWh wird ein Großteil dieses Potenzials bereits bis zum Jahr 2010 ausgeschöpft, vor allem durch die Erhöhung der Stromkennzahl bestehender Kraftwerke und den verstärkten Neubau dezentraler Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung. Dies entspricht etwa auch der aktuell erhobenen Forderung, den Beitrag der KWK in den nächsten 10 Jahren zu verdoppeln. In der Anfangszeit des KWK-Ausbaus wird vor allem Erdgas der maßgebliche Energieträger (mittelfristig auch auf der Basis von Brennstoffzellen) sein, der zunehmend durch eine Biomasse-/Biogasnutzung unterstützt wird. Der Einsatz von Stein- und Braunkohle nimmt tendenziell ab. Bei fehlendem Gasanschluß wird Diesel in kleinen dezentralen Anlagen eingesetzt.

Anhand der Abbildung läßt sich die „energiepolitische Logik“ des Übergangs zu einem nachhaltigen Energiesystem innerhalb der nächsten 50 Jahre mit den folgenden drei Kernaussagen verdeutlichen:

- **Erstens:** Wenn sich die Wirtschaftsleistung bis 2050 verdoppelt – was eine der Annahmen zur wirtschaftlichen Entwicklung in dieser Studie darstellt – gelingt eine nachhaltige Energieentwicklung nur mit einer Senkung der Energieintensität etwa um den Faktor vier. Pro Jahr müßte die Energieproduktivität dann um rund 3%/a steigen, d.h. gegenüber der Vergangenheit jährlich nahezu verdoppelt werden. Diese absolute und damit gegenüber heute fortgesetzte Entkoppelung von Wirtschaftsleistung und Energieverbrauch, d.h. der praktische Vorrang für Energieeffizienz vor der Erzeugung in allen Sektoren, ist die *conditio sine qua non* für jedes nachhaltige Energiesystem.
- **Zweitens:** Die heutige Dominanz und Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen wie Kohle, Mineralöl und Erdgas wird schrittweise zurückgenommen und durch erneuerbare Energien abgelöst. Die fossilen Quellen werden in 50 Jahren nur noch mit etwa zwei Fünfteln zur Bereitstellung von Brennstoffen, Treibstoffen und Strom beitragen. Der Schwerpunkt liegt dabei beim Erdgas. Dieser vergleichsweise kohlenstoffarme Energieträger wird als Brücke zu einer solaren Strom- und Wärmeerzeugung genutzt. Öl wird aus dem Wärmemarkt verdrängt und fast nur noch als Kraftstoff und Rohstoff in der chemischen Industrie verwendet.
- **Drittens:** Das dargestellte Szenarioergebnis entspricht lediglich einer möglichen Kombination von Annahmen, weitere Analysen und Differenzierungen sind notwendig. Dennoch stellt eine erste robuste Grundlage für die anstehenden energiepolitischen Richtungsentscheidungen dar: Werden die langfristigen Leitziele - 80%ige CO₂-Minderung bis 2050 und Umsetzung des Ausstiegskonsens - akzeptiert, dann ist der Handlungsrahmen für die Energiepolitik und die Akteure in der Energiewirtschaft heute bereits eindeutig abgesteckt. Die zukünftige Entwicklung des Energiesystem und die hiermit verbundene Prioritätensetzung sind dann nicht mehr beliebig offen, sondern sie müssen prinzipiell auf drei Säulen aufbauen: Auf der forcierten rationellen Energienutzung (REN), d. h. Energieeinsparung so weit wie technisch möglich und wirtschaftlich sinnvoll, auf der wesentlich effizienteren Stromerzeugung durch Kraft-Wärme/Kälte-Koppelung (KWK/K) und auf der erheblich schnelleren Markteinführung von erneuer-

baren Energien. Die Energiepolitik auf Bundes-, Landes- und Kommunalebene kann sich vor diesem Hintergrund nicht auf eine Moderatorenrolle der marktwirtschaftlichen Prozesse beschränken. Intelligente Regulierung durch ökologisch-ökonomische Leitplanken und ein aktiver und gleichsam aktivierender Staat (Primat der Politik) sind unabdingbare Voraussetzungen dafür, dass sich die Innovationen, die Märkte und der Wettbewerb im Energiesystem richtungssicher zur Nachhaltigkeit entwickeln.

2.2.4 Energieeffizienz ist auch der Schlüsselfaktor aus der Sicht der Industrie

Auch das **ISI** und die Firma **Siemens** weisen in ihren Langfristbetrachtungen darauf hin, dass bis zum Jahr 2050 eine massive Reduktion des CO₂-Ausstoßes (80% gegenüber 1987) möglich ist und durch die Volkswirtschaft eines industrialisierten Landes auch realisiert werden kann (ISI/Siemens 1997). Ein Hauptstrategieelement ist auch hier die Produktivitätssteigerung. Während im Referenzfall bis 2050 ein um 22% gegenüber 1995 geringerer Endenergiebedarf resultiert, erfordert eine CO₂-Restriktion (Minderungsziel 80%) nach Aussagen von ISI/Siemens einen Rückgang des Endenergiebedarfs um weitere 30% (vgl. auch das zuvor betrachtete solare Langfristszenario).

Stromseitig sind nach ISI/Siemens nicht ganz so große Minderungserfolge möglich. Im Referenzfall liegt die Stromerzeugung in Deutschland auf dem Niveau des Jahres 1987. Sie wird dabei zu ca. 50% durch KWK-Anlagen (insbesondere dezentrale Brennstoffzellensysteme) realisiert. Unter Berücksichtigung der CO₂-Restriktion wird dann vor allem Biomasse in KWK-Anlagen eingesetzt werden müssen, die Windenergie stark ausgebaut werden sowie zusätzliche GUD-Anlagen auf Erdgasbasis sowie Kohlekraftwerke mit integrierter Kohlevergasung (IGCC) mit teilweiser CO₂-Abscheidung und Entsorgung errichtet werden müssen. Wasserstoff als Energieträger setzt sich nach den Annahmen der Studie nur dann durch, wenn durch Kernenergie zusätzlicher CO₂-freier Strom zur Verfügung steht (Variante Kernenergieausbau).

Langfristig gesehen kommen nach den Optimierungsrechnungen (Verwendung eines linearen energietechnischen Optimierungsmodells) von ISI und Siemens ebenso wie bei den Simulationsanalysen von Nitsch/ Luther damit vor allem diejenigen Technologien zum Einsatz, die auch im kurz- bis mittelfristigen Zeitrahmen bereits Bedeutung erlangen können und unter Klimaschutz Gesichtspunkten auch müssen (z. B. KWK, Wind, Biomasse). Eine schnelle Marktentwicklung dieser Technologien ist daher eine wesentliche Voraussetzung für eine langfristig erfolgreiche Klimaschutzpolitik.

2.2.5 Trotz Fluktuationen im Energieangebot ist der solare Umbau möglich

In der Arbeit von V. Quaschnig an der **TU Berlin** wird untersucht, inwieweit Reduktionen klimawirksamer Gase in der Elektrizitätswirtschaft Deutschlands umgesetzt werden können (Quaschnig 2000). Hierzu wird einleitend der Status quo der Elektrizitätswirtschaft in Deutschland beschrieben und detaillierter auf die Klimaproblematik und die notwendigen Maßnahmen eingegangen. Weiterhin werden Zielvorgaben für die Zeithorizonte der Jahre 2020 und 2050 formuliert und erläutert, wodurch sich diese Ziele erreichen lassen.

Bei der Formulierung der Zielvorgaben wurde auf wirtschaftliche Gesichtspunkte verzichtet. Vielmehr wurde untersucht, welche Möglichkeiten aus technischer Sicht bestehen, die formulierten Zielvorgaben in der Elektrizitätswirtschaft zu erreichen, ohne Rückschritte in der Versorgungssicherheit in Kauf nehmen zu müssen. Um die Zielvorgaben unter ausschließlicher Nutzung heimischer Quellen einhalten zu können, ist ein massiver Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien notwendig. Zunächst wurden deshalb die jeweiligen Potenziale ermittelt.

Bei einer Umstrukturierung der Elektrizitätswirtschaft mit einem Ausbau der erneuerbaren Energieträger wird diese zunehmend von Schwankungen im Angebot beeinflusst. Deshalb wurden Auswirkungen von Fluktuationen mit einer Simulation des erneuerbaren Kraftwerksparks im 1-Stundentakt für die angenommenen Ausbaustufen der Jahre 2020 und 2050 näher untersucht.

In den untersuchten Zeiträumen von 20 bis 50 Jahren wird sich aber nicht nur die Angebotsseite sondern auch die Nachfrageseite der Elektrizitätswirtschaft verändern. Bei verstärktem Einsatz erneuerbarer Energien sind Maßnahmen wie ein optimiertes „Demand Side Management“ notwendig, um die Nachfrage an das sich ändernde Angebot anzupassen. Deshalb werden mit einem Trend- und einem Energieeinsparscenario zwei Pfade einer möglichen Veränderung auf der Nachfrageseite untersucht und Möglichkeiten einer Anpassung der zeitabhängigen Nachfrage an das veränderte Angebot diskutiert.

Tabelle 2-17: Installierbare Leistung erneuerbarer Energieträger in Deutschland nach einem Langfristszenario von Quaschnig (Quaschnig 2000)

Energieträger	installierte Leistung heute	Potential bis 2020	Potential bis 2050
Photovoltaik	0,051 GW (1998)	18,0 GW	202,9 GW
Windkraft (Land)	2,875 GW (1998)	15,0 GW	53,5 GW
Windkraft (Offshore)	---	9,5 GW	23,6 GW
Wasserkraft ¹⁾	4,563 GW (1996)	5,5 GW	7,0 GW
Biomasse-Reststoffe ²⁾	0,358 GW (1996)	7,5 GW	12,4 GW
Energiepflanzen	---	1,9 GW	6,3 GW
Summe	7,847 GW	57,4 GW	307,7 GW

¹⁾ incl. Pumpspeicher mit natürlichem Zufluss ²⁾ ohne Müll

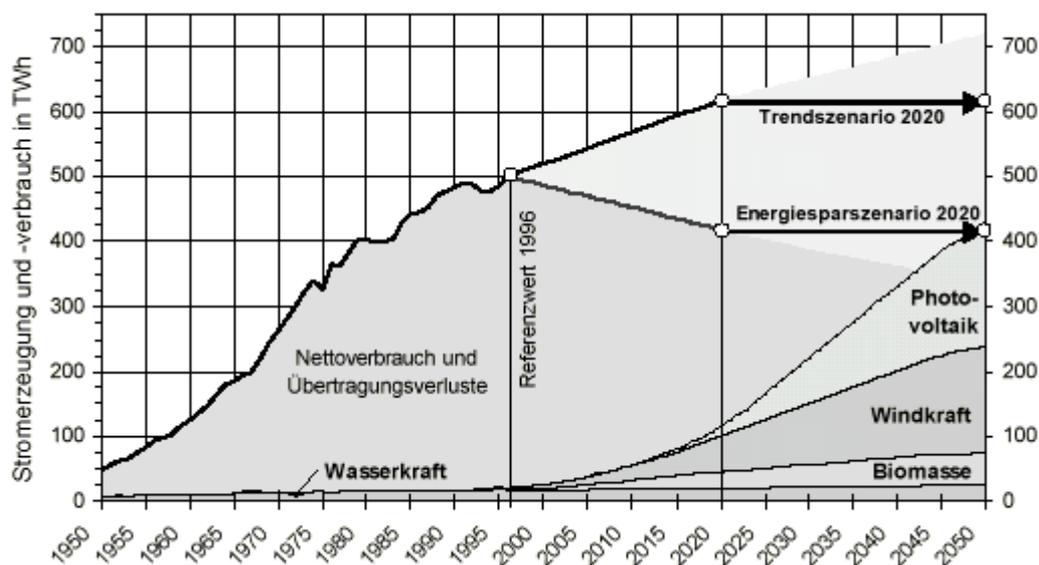


Abbildung 2-15: Entwicklung der erneuerbaren Erzeugung und des Elektrizitätsverbrauchs nach einem Langfristszenario von Quaschnig (Quaschnig 2000)

Eine Umstrukturierung der Elektrizitätswirtschaft schafft voraussichtlich einen größeren Bedarf an Speicherkapazitäten sowie die Notwendigkeit für einen Ausbau weiträumiger Elektrizitätsnetze. Diese Thematik wird auf der Basis der Ergebnisse für die veränderte Angebots- und Nachfrageseite analysiert. Zuletzt werden die Untersuchungsergebnisse zusammengefasst und diskutiert, inwieweit die hier betrachteten Veränderungen in der Elektrizitätswirtschaft zu einem wirksamen Klimaschutz im 21. Jahrhundert beitragen können.

An wesentlichen Ergebnissen kann festgehalten werden:

Abhängig von der Entwicklung des Stromverbrauchs in den nächsten 50 Jahren ist auf der Basis heimischer Quellen ein Szenario mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien denkbar, mit dem die für Deutschland notwendigen Reduktionen klimarelevanter Emissionen zu erreichen sind. Eine weitere Nutzung der Kernenergie ist dazu nicht erforderlich. Der Bedarf an Grundlastkraftwerken nimmt mit zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Quellen ab. Stattdessen werden schnell regelbare Kraftwerke zur Deckung des Restbedarfs benötigt. Die Einhaltung der Klimaschutzziele kann durch Energiesparmaßnahmen deutlich erleichtert werden.

Durch den Ausgleich der verschiedenen erneuerbaren Energieträger untereinander entsteht nur ein geringer Speicherbedarf, der deutlich unter 5% des jährlichen Energieaufkommens ausmacht. Hierzu sind jedoch Maßnahmen wie Anpassung des Verbrauchs an die erneuerbare Erzeugung („Demand Side Management“) sowie der optimierte Einsatz von bestehenden Pumpspeicherkraftwerken und neuen Biomasse-BHKW notwendig.

Unter technischen Gesichtspunkten ist das hier vorgestellte Energiekonzept eine Alternative zur heutigen Elektrizitätsversorgung. Durch die Einbeziehung eines erweiterten europäischen Verbundnetzes lässt sich das Konzept noch weiter optimieren.

Das Szenario zeigt aber auch die Grenzen der heimischen erneuerbaren Energiequellen. So wird das vorhandene technische Potenzial dieser Quellen in dem genannten Zeitraum voll ausgeschöpft. Strom aus Geothermiekraftwerken im In- und Ausland wurde nicht einbezogen, ebensowenig wie die Möglichkeiten des Imports von Wasserkraft, Wind- oder Solarstrom aus dem Ausland. Dies führt u.a. zu großen und mit vergleichsweise hohen Kosten verbundenen Mengen photovoltaischer Anlagen und der Nutzung von Schwachwindstandorten im Binnenland mit relativ geringer jährlicher Auslastung und hohen Investitionen.

2.2.6 Die ausgewogene Nutzung aller Quellen führt zu einem tragfähigen Konzept der Stromversorgung

Im Rahmen einer Studie im Auftrag des Büros für Technikfolgeabschätzung (TAB) beim Deutschen Bundestag (TAB 2000) wurde vom DLR ein Szenario für die deutsche Elektrizitätswirtschaft bis 2050 beschrieben, das neben der Nutzung heimischer Energiequellen auch den Import von erneuerbar erzeugtem Strom mittels Hochspannungs-Gleichstromübertragung zulässt.

Die Studie untersucht zunächst die technischen Potenziale und die räumliche Verteilungsstruktur der erneuerbaren Energiequellen zur Stromerzeugung in Deutschland. Dabei werden auch Importpotenziale aus Wasserkraft und Geothermie in Nordeuropa sowie aus Sonnenenergie und Wind in Südeuropa und Nordafrika berücksichtigt.

Der zweite Teil der Arbeit untersucht die Kosten und Kostensenkungspotenziale erneuerbarer Stromerzeugung und die daraus abgeleiteten CO₂-Vermeidungskosten.

Im Anschluss werden die zeitliche Angebotsstruktur der Potenziale erneuerbarer Energien und die durch großflächige Verteilung entstehenden Vergleichmäßigungseffekte untersucht. Ebenso werden die Anpassungsmöglichkeiten zwischen Last und Angebot sowie die Bedeutung von Speichertechnologien diskutiert.

Verschiedene Szenarien zum Ausbau erneuerbarer Energien werden beschrieben und miteinander verglichen, um deren Entwicklungsperspektiven aufzuzeigen. Abschließend wird im Rahmen eines Orientierungsszenarios ein möglicher zeitlicher Verlauf des REG-Ausbaus und die entsprechende Entwicklung des konventionellen Kraftwerksbestands diskutiert, die Anforderungen an die Gestaltung einer zukünftigen Stromversorgung definiert und bisher noch offene Fragen aufgezeigt.

Die wesentlichen Ergebnisse sind:

Bei vergleichbaren erneuerbaren Anteilen an der Stromversorgung im Jahr 2050 von etwa 365-400 TWh/a (vgl. Abbildung 2-17) kommt dieses Szenario gegenüber anderen (z.B. Absatz 1.2.5) mit einer deutlich reduzierten installierten Leistung der erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen aus, nämlich mit insgesamt 129 GW anstatt z.B. 308 GW (TU Berlin, Quaschnig 1999). Dies wird durch die zusätzliche Nutzung der geothermischen Stromerzeugung mittels der Hot Dry Rock Technik in Deutschland sowie durch den Stromimport aus geothermischen und hydraulischen Energiequellen aus Nordeuropa und aus solarthermischen Kraftwerken aus Südeuropa und Nordafrika erreicht. Diese Quellen weisen mit bis zu 8000 Vollaststunden pro Jahr eine bis zu 10-fache Auslastung gegenüber der

heimischen Nutzung der Photovoltaik auf. So kann bei gleicher pro Jahr erzeugter Energiemenge 1 MW installierte Geothermieleistung bis zu 10 MW installierte PV-Leistung und die damit verbundenen Investitionen ersetzen. Allerdings wird vorausgesetzt, dass sich die HDR-Technik, die sich heute noch im Demonstrationsstadium befindet, in der Praxis auch bewährt.

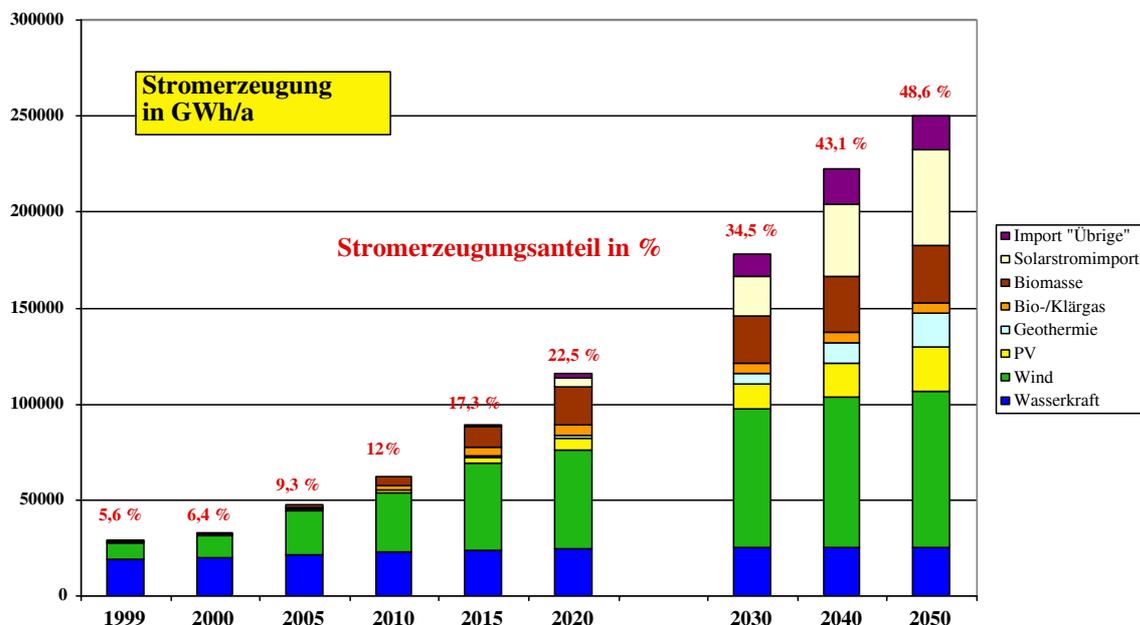


Abbildung 2-17 : Entwicklung der Anteile erneuerbarer Stromerzeugung in Deutschland im "Orientierungsszenario Solare Energiewirtschaft"

Ein ausgewogener Mix der erneuerbaren Quellen führt zu einem Szenario bis 2050, bei dem einerseits die wenig fluktuierenden Anteile überwiegen, andererseits aber im Vergleich zu heute keine erhöhte, sondern sogar eine reduzierte Abhängigkeit von Energieimporten entsteht. Keine der Quellen bzw. Technologien für sich allein erreicht einen Anteil von mehr als 20% an der Stromversorgung. Die räumliche Verteilung ist so gewählt, dass keine dauernden Ausgleichsströme in eine bestimmte Richtung fließen müssen (vgl. **Tabelle 2-19**).

Ein erhöhter Speicherbedarf für erneuerbar erzeugte Elektrizität zeichnet sich auch in diesem Szenario nicht ab. Der Bedarf an konventionell befeuerten Grundlastkraftwerken wird mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Quellen schwinden. Lediglich schnell reagierende, gasgefeuerte Anlagen (vorzugsweise GuD-Kraftwerke mit relativ geringen Investitionskosten) werden voraussichtlich in Zukunft gebraucht werden, um die Fluktuationen zwischen Angebot erneuerbarer Energien und elektrischer Last auszugleichen. Die Altersstruktur des deutschen Kraftwerksparks bietet ausreichend Spielräume für einen entsprechenden Umbau.

Die in Deutschland verfügbaren Potenziale werden im Rahmen des Orientierungsszenarios nicht bis an ihre Grenzen ausgeschöpft. Zu 100% werden nur die Wasserkraft und das Biomassepotenzial erschlossen, alle weiteren überschreiten bis zum Jahr 2050 nicht die

35%-Grenze. Das gesamte verfügbare Potenzial des Stromimports aus erneuerbaren Quellen wird in diesem Szenario nur äußerst geringfügig ausgeschöpft.

Tabelle 2-19: Struktur einer REG-Versorgung nach dem Orientierungsszenario "Solare Energiewirtschaft" für das Jahr 2050

Herkunft	Nr.	Technologie	Energie TWh/a	Leistung GW	Auslastung h/a
Inland	1	Fluktuierende REG	145	87	1.665
	2	Photovoltaik	40	45	900
	3	Wind inkl. Offshore	105	42	2.500
	4	Wenig fluktuierende REG	95	20	4.800
	5	Wasserkraft	25	5	5.000
	6	Biomasse	35	10	3.500
	7	Geothermie	35	5	7.000
Ausland	8	Wenig fluktuierende REG	125	22	5.700
	9	Solarthermische Kraftwerke	85	16	5.500
	10	Wasserkraft/Geothermie	40	6	6.700
Gesamt	11	Inland (1+4)	240	107	2.240
	12	Import (8)	125	22	5.700
	13	Fluktuierend (1)	145	87	1.665
	14	Wenig fluktuierend (4+8)	220	42	5.240
	15	Norddeutschland (3+10)	145	48	3.020
	16	Süddeutschland (5+7+9)	145	26	5.580
	17	Gleichmäßig verteilt (2+6)	75	55	1.360
	18	REG gesamt (1+4+8)	365	129	2.830

2.2.7 Die Langfristszenarien im Vergleich

Von den hier untersuchten nationalen Langfristszenarien wurden für einen gegenüberstellenden Vergleich diejenigen Varianten ausgewählt, die als Nachhaltigkeitsszenarien gelten können. Konkret charakterisieren sich diese durch eine angestrebte Minderung der Treibhausgasemissionen um etwa 80% bis 2050 bei gleichzeitigem Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie

Die Szenarien verfolgen teilweise sehr unterschiedliche Strategien, um diese Ziele zu erreichen (**Tabelle 2-20**). Die Energieintensität nimmt bei allen Szenarien deutlich ab, das heißt, die Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch setzt sich in Zukunft nicht nur weiter fort, sondern beschleunigt sich zum Teil sogar deutlich. Beim Endenergieverbrauch stimmen die Angaben weitgehend überein, mit Werten um 500 TWh/a für Elektrizität, 600 TWh/a für Wärme und 300 TWh/a für Treibstoffe, lediglich bei der

Studie „TA-Wasserstoff“ fällt der niedrige Stromverbrauch auf (praktisch kein Wärme- bzw. Verkehrsanteil).

Die erneuerbaren Anteile im Stromsektor werden bis 2050 mit Werten zwischen 50 und 80% durchweg hoch eingeschätzt. Interessant ist dabei, dass die früheren Szenarien deutlich geringere Potenziale für Windkraft ausweisen als jüngere Studien. Dies ist u.a. durch die rasante Entwicklung hin zu größeren Anlagen und neuerdings zu Offshore-Windparks zu erklären. Diese Tatsache macht deutlich, wie schwierig die Entwicklung neuer Technologien in ihrer dynamischen Wachstumsphase einzuschätzen ist. Im allgemeinen wurde die Marktdynamik erneuerbarer Energien bisher unterschätzt.

Wasserkraft und Biomasse erreichen in allen Szenarien relativ frühzeitig hohe Ausschöpfungsgrade bis zu 100%. Die Anteile der Photovoltaik werden stark unterschiedlich eingeschätzt. Bis auf eine Ausnahme wird die Möglichkeit der Stromerzeugung aus Geothermie mittels Hot-Dry-Rock-Verfahren nicht betrachtet. Ebenso kommt der Stromimport aus erneuerbaren Quellen wie Wasserkraft, Geothermie, Windkraft und Sonnenenergie nur eingeschränkt zum Tragen. Diese Energiequellen werden in den Szenarien an den Kraftwerksstandorten meist zur Wasserstoffherstellung eingesetzt.

Kraft-Wärme-Kopplung gewinnt in fast allen Szenarien zunehmend an Bedeutung, wenn hochgesteckte Emissionsziele erreicht werden soll. Die Szenarien stimmen weiterhin darin überein, dass große erneuerbare Anteile im Verkehrssektor (Treibstoffe) nur über erneuerbar erzeugten Wasserstoff realisiert werden können.

Das Szenario **TA-Wasserstoff**, Variante I-A, geht im Vergleich zu den anderen untersuchten Szenarien von einem geringen Endenergieverbrauch aus, der im wesentlichen durch Produktivitätssteigerung, Wärmedämmung und andere Energiesparmaßnahmen sowie durch weitgehende Substitution des Stromeinsatzes im Wärmebereich durch Wasserstoff bedingt ist, wobei zu beachten ist, dass sich die Verbrauchswerte nur auf die alten Bundesländer beziehen. Die Kraft-Wärme-Kopplung spielt in diesem Szenario eine geringere Rolle als in den anderen Untersuchungen. Erneuerbare Stromimporte dienen ausschließlich zur Produktion von Wasserstoff.

Das Szenario **ISI/Prognos**, Variante Diversifikation, geht von hohen Anteilen erneuerbar erzeugten Wasserstoffs in allen Sektoren aus. In diesem Szenario, das ebenfalls nur für die alten Bundesländer gilt, wurde nicht auf Kernenergie verzichtet. Alle später entwickelten Szenarien gelten für die gesamte Bundesrepublik Deutschland. Solarstromimporte aus PV und thermischen Solarkraftwerken in Südeuropa und Nordafrika sind beim OSI/PrognosSzenario vorgesehen.

Tabelle 2-20: Vergleich wesentlicher Eckdaten der Langfristszenarien mit 80%iger Minderung der CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2050 (2040)

Langfristszenarien (Energien in TWh/a)	TA- Was- serstoff 1)	ISI/ Progn s 1)	DLR/ ISE	ISI/ Sie- mens	TU Berlin	DLR/ TAB
Erscheinungsjahr	1990	1991	1997	1997	2000	2000
Zieljahr	2050	2040	2050	2050	2050	2050
Ges. Endenergieverbrauch	1151	1372	1472	1445	-	-
REG -Anteil gesamt (%)	65	60	58	53	-	-
Endenergie Strom 3)	292	503	522	495	519 2)	528
REG -Anteil Strom (%)	74	58	65	49	80	69
Wasserkraft	27	25	25	20	25	25
Windenergie	36	34	71	81	164	105
Photovoltaik	69	17	69	57	175	40
Biomasse/Biogase /Müll	22	13	35	84	50	35
Geothermie (Strom)	0	0	0	0	0	35
Import Solarthermische Kraftw.	0	28	90	0	0	85
Import Photovoltaik	0	28	47	0	0	0
Erneuerbarer Wasserstoff	63	148	0	0	0	0
Fossile Brennstoffe	75	31	185	204	105	163
Kernenergie/ Importstrom konv.	0	179	0	49	0	0
Endenergie Wärme 4)	598	537	655	690	-	-
REG -Anteil (%)	67	66	80	48	-	-
Sonne/ Geothermie/Biomasse	251	71	526	316	-	-
Erneuerbarer Wasserstoff	148	283	0	13	-	-
Fossile Brennstoffe	199	183	129	361	-	-
Endenergie Mobilität	261	332	295	260	-	-
REG - Anteil (%)	69	60	0	73	-	-
Erneuerbarer Wasserstoff	180	169	0	177	-	-
Andere reg. Kraftstoffe	0	30	0	12	-	-
Fossile Kraftstoffe	81	133	295	177	-	-

1) nur alte Bundesländer; 2) Mittelwert aus Trend- und Sparszenario

3) einschl. Einsatz für Wärme und Mobilität 4) einschließlich KWK-Wärme bzw. Fernwärme

Das Szenario des **ISE/DLR** erreicht ohne den Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff trotzdem REG-Anteile in der gleichen Größenordnung wie die anderen Szenarien. Dabei wird auf den Einsatz erneuerbarer Kraftstoffe aus Biomasse im Verkehrssektor vollständig

verzichtet, und statt dessen deren Einsatz in der effizienteren stationären Kraft-Wärme-Kopplung favorisiert. Fossile, hauptsächlich gasförmige Brennstoffe werden vornehmlich in GuD-Anlagen und zur Kraft-Wärme-Kopplung genutzt. Die Kernenergie wird nicht mehr benötigt, auch der Einsatz von Kohle geht stark zurück, da im wesentlichen schnell regelbare Kraftwerke zum Ausgleich zwischen Last und erneuerbarem Angebot gebraucht werden. Solarstromimporte aus Photovoltaik und thermischen Solarkraftwerken in Südeuropa und Nordafrika sind bei diesem Szenario in deutlich größerem Maßstab als im Ansatz von ISI/Prognos vorgesehen.

Das Szenario von **ISI/SIEMENS** setzt Wasserstoff, der nur teilweise auf der Basis erneuerbarer Energien erzeugt wird, fast ausschließlich im Verkehrssektor ein. Der Anteil erneuerbarer Energiequellen ist insgesamt etwas geringer als in anderen Szenarien, dafür findet der Kohleeinsatz mittels Vergasung in GuD-Kraftwerken statt, wobei CO₂ abgetrennt und deponiert wird. Auch Energiesparmaßnahmen und der Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung stehen im Vordergrund dieser Strategie.

Die beiden letzten Szenarien von der **TU Berlin** und **DLR/TAB** beziehen sich ausschließlich auf den Elektrizitätssektor. Während das Szenario der TU Berlin lediglich heimische erneuerbare Energien einbezieht, werden im DLR/TAB Ansatz Stromimporte aus Wasserkraft, Geothermie, Wind und Solarkraftwerken sowie die heimische geothermische Stromerzeugung über Hot Dry Rock (HDR) einbezogen. Daraus ergibt sich ein deutlich geringerer Ausschöpfungsgrad der verfügbaren Quellen, geringere Fluktuationen und eine bessere räumliche Verteilung der Energieströme.

Selbst im Szenario der TU Berlin mit extrem großen Anteilen an stark fluktuierendem Wind- und PV-Strom hält sich der Speicherbedarf für Strom aus erneuerbaren Energien aber in Grenzen, so dass der Einsatz von Wasserstoff ausschließlich für diesen Zweck nicht gerechtfertigt ist. Auch große erneuerbare Anteile im Wärmesektor scheinen ohne Wasserstoff erreichbar zu sein (ISE/DLR). Insgesamt ist aus den Analysen zu schließen, dass der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft vor allem dann erforderlich wird, wenn hohe CO₂-Minderungsraten im Verkehrssektor erzielt werden sollen. Dann aber gibt es längerfristig kaum wirtschaftlichere Alternativen zu einer Wasserstoffwirtschaft. Ist Wasserstoff für den Einsatz im Verkehr erst einmal verfügbar, ergeben sich allerdings weitere mögliche Synergieeffekte mit der Stromwirtschaft (Wasserstoffherzeugung in Zeiten von erneuerbaren Angebotsspitzen) und der Wärmewirtschaft (dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung mit Brennstoffzellen), die eine sinnvolle Verzahnung der Wasserstoffwirtschaft mit den anderen Sektoren erlauben.

Die Möglichkeiten einer besseren Anpassung von erneuerbarer Stromerzeugung und elektrischer Last durch aktives Lastmanagement werden im Rahmen der Studien des ISE/DLR und der TU Berlin untersucht. Dabei zeigt sich, dass solche Maßnahmen für die Reduzierung der fossil zu deckenden Restnachfrage und Ersatzkapazität sowie zur Reduzierung erneuerbarer Energieüberschüsse größere Bedeutung haben werden als z.B. Energiespeicher für elektrischen Strom wie z.B. Pumpspeicherkraftwerke und Wasserstoff.

2.3 Europäische und globale Energieszenarien

Zusätzlich zu den Analysen auf der nationalen Ebene soll Bezug genommen werden auf europäische und globale Szenarioanalysen, sofern diese für Deutschland zu aussagekräftigen Ergebnissen kommen bzw. insgesamt Trendaussagen zulassen. Hierzu gehören insbesondere die Analysen der DG XVII auf europäischer Ebene sowie des World Energy Council (WEC), des Intergovernmental Panel of Climate Change (IPCC), der Internationalen Energie Agentur (IEA), der IIASA und des Wuppertal Instituts auf globaler Ebene.

2.3.1 Energieszenarien für die EU

Für das europäische Umfeld wurden vier Untersuchungen zur Analyse des zukünftigen Energiesystems herangezogen, die sich zum Teil auf den Bereich erneuerbare Energien konzentrieren:

- Generaldirektion DGXVII: „Die Energie in Europa bis zum Jahr 2020 – ein Szenario-Ansatz“ (Erscheinungsjahr 1996).
- EU-Altener: „TERES – The European Renewable Energy Study“, (1997)
- EU Energy Outlook to 2020 (Generaldirektion Energie 1999)
- IPSEP: „Energy Policy in the Greenhouse.“ Vol.II: Cutting Carbon Emissions – Burden or Benefit? (1995)

Von der **Generaldirektion XVII: Energie** der EU sind im Rahmen von Szenarioanalysen unterschiedliche Entwicklungsperspektiven für das Europäische Energiesystem (EU 15) diskutiert worden /DG XVII 1996/. Dabei sind vier unterschiedliche Szenarien definiert worden, die aufgrund ihrer z. T. sehr voneinander abweichenden Annahmen einen weiten Zukunftsraum repräsentieren. Sie sollen im folgenden kurz beschrieben werden.

- Das Szenario „**Conventional Wisdom (CW)**“ stellt einen Status Quo-Ansatz dar. In Fortführung des Status Quo wird von einer langsamen Abschwächung des Wirtschaftswachstums, einem fortschreitenden industriellen Strukturwandel und einer stabilen Produktivitätssteigerung ausgegangen. Die Energiepolitik bleibt aufgrund gegensätzlicher Interessen der handelnden Akteure weitgehend unkoordiniert. Dementsprechend setzen sich effizientere Versorgungs- und Anwendungstechnologien nur schleppend durch.
- Das Szenario „**Battlefield (BF)**“ geht von einem Konfrontationskurs aus, d. h. es wird ein Zurückdrehen des europäischen Integrationsprozesses und der Aufbau politischer und wirtschaftlicher Blockstrukturen unterstellt. Darüber hinaus wird ein neuerlicher Ölpreisschock (im Jahr 2005) unterstellt, der durch eine zu einseitige Konzentration auf wenige Versorger ausgelöst wird und zu einer tiefen Rezession führt. Er hat ferner zur Folge, dass vorwiegend heimische Energieträger genutzt werden. Trotz verstärkter F&E-Anstrengungen setzen sich neue Technologien nur zögerlich durch. Zudem wird der Sicherung der Energieversorgung eindeutiger Vorrang vor ökologischen Motiven eingeräumt.
- Im Szenario „**Forum (FO)**“ wird ein Kooperationskurs angenommen, in dem eine zukünftige globale europäische Integration sowie eine zunehmende Umweltorientierung

einen großen Bedarf an staatlichen Eingriffen erfordert (z. B. Versuch der Internalisierung externer Kosten, ökologische Steueransätze). Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sind aufgrund der Konvergenzeffekte und wegen fehlender Spannungen und Krisen sehr gut. In der Energiepolitik findet ein tiefgreifender Richtungswechsel statt. In Zusammenhang mit beschleunigten (z. T. auf vermehrter Förderung beruhenden) technologischen Entwicklungen führt dies zu einer Begrenzung des Anstiegs von Energieverbrauch und CO₂-Emissionen. Trotz der Schwerpunktsetzung innerhalb dieses Szenarios auf Produktivitätssteigerungen steigt der Energieverbrauch im Zeitverlauf an. Aus Klimaschutzgründen werden daher sowohl erneuerbare Energien als auch die Kernenergie ausgebaut. Vor diesem Hintergrund kann das Szenario als ökologisch orientierte, aber nicht risikominimierende Zukunftsperspektive bezeichnet werden.

- Dem Szenario „**Hyper-Market (HM)**“ liegt der Grundgedanke des freien Marktes zugrunde. Es beschreibt eine Globalisierungsstrategie mit minimaler staatlicher Steuerung bzw. Intervention. Ausgehend von dieser „neoliberalen“ Wirtschaftspolitik werden für die Wirtschaft annähernd optimale Rahmenbedingungen (hohes Wachstum) unterstellt, jedoch begleitet mit einer steigenden Ungleichverteilung der Einkommen und einer Verringerung der sozialen Sicherheit. Geringe staatliche Eingriffe gelten auch für den Bereich der Energiewirtschaft, d. h. es soll flächendeckend zu einer Entmonopolisierung der Energiemärkte kommen. Dennoch sollen die politisch angestrebten Standards auf der Basis einer zu erwartenden massiven Produktivitätssteigerung erreicht werden. In Zusammenhang mit dem mittlerweile begonnenen Prozess der Liberalisierung der Energiemärkte in Europa kann dieses Szenario auch als Liberalisierungspfad bezeichnet werden, ohne allerdings durch ökologische Leitplanken flankiert zu werden.

Tabelle 2-13 stellt die wesentlichen Ergebnisse der Szenariorechnungen gegenüber. Im Gegensatz zu den meisten der zuvor für die deutsche Ebene betrachteten Szenarien weisen die hier dargestellten EU-Szenarien - auch weil sie vor den Klimaverhandlungen in Kyoto erstellt worden sind (sog. Pre Kyoto Scenarios) - keine CO₂-Restriktionen auf. Nur das konsensorientierte Szenario „Forum“ kommt überhaupt im Zeitverlauf zu einer nennenswerten Minderung der CO₂-Emissionen (d. h. 11% bis 2020 gegenüber 1990). Alle anderen Szenarien führen sogar zu einer Erhöhung des CO₂-Ausstoßes. Dies gilt insbesondere für eine ungestörte Marktentwicklung („Hypermarket“) und den Referenzpfad („Conventional Wisdom“). Nur mit dem mehr umwelt- und konsensorientierten Weg des „Forum“-Szenarios scheinen die Minderungsverpflichtungen, die die EU im Rahmen der Klimakonferenz von Kyoto (Reduktion des Ausstoßes klimarelevanter Spurengase um im Mittel 8% im Zeitraum 2008 bis 2012 bezogen auf das Ausgangsniveau des Jahres 1990) eingegangen ist, realisierbar zu sein.

Tabelle 2-13: Wesentliche Ergebnisse verschiedener Szenarien der EU-Kommission /DGXVII 1996/

	1990	1995	2005	2010	2020
Primärenergieverbrauch, Mtoe/a					
CW	1325	1369	1521	1571	1643
BF	1325	1369	1446	1545	1575
F	1325	1369	1439	1495	1609
HM	1325	1369	1559	1629	1703
Anteil erneuerbarer Energien in %					
	4,61	5,28	6,57	7,70	10,01
BF	4,61	5,28	6,77	7,37	9,53
F	4,61	5,28	6,96	9,05	13,69
HM	4,61	5,28	6,29	7,55	10,21
Gesamte Stromerzeugung, TWh/a (Inland+Import-Export)					
CW	2140,6	2309,8	2690,1	2882,1	3171,0
BF	2140,6	2309,8	2625,8	2691,0	2936,3
F	2140,6	2309,8	2570,1	2746,1	3119,1
HM	2140,6	2309,8	2766,5	3009,9	3384,5
Kernenergie, TWh/a					
CW	720,0	813,5	814,8	757,1	559,9
BF	720,0	813,5	842,5	830,9	786,1
F	720,0	813,5	833,4	928,6	1142,0
HM	720,0	813,5	821,1	777,3	534,2
Erneuerbare Energien (ohne Biomasse), TWh/a					
CW	261,3	306,2	341,2	355,1	385,5
BF	261,3	306,2	334,1	348,4	378,1
F	261,3	306,2	347,0	371,5	419,8
HM	261,3	306,2	334,6	348,0	377,7
REG-Strom, %					
CW	12,2	13,3	12,7	12,3	12,2
BF	12,2	13,3	12,7	12,9	12,9
F	12,2	13,3	13,5	13,5	13,5
HM	12,2	13,3	12,1	11,6	11,2
CO₂-Emissionen, Mio. t/a					
CW	3166	3119	3390	3457	3608
BF	3166	3119	3153	3322	3269
F	3166	3119	3039	2973	2818
HM	3166	3119	3442	3559	3700
Minderung gegenüber 1990, %					
CW		1,5	-7,1	-9,2	-14,0
BF		1,5	0,4	-4,9	-3,3
F		1,5	4,0	6,1	11,0

HM		1,5	-8,7	-12,4	-16,9
----	--	-----	------	-------	-------

Maßgeblich hierfür sind vor allem die für das Szenario „Forum“ unterstellten im Vergleich deutlich höheren Produktivitätssteigerungsraten. Sie liegen im Mittel des Betrachtungszeitraums bei 1,75%/a im Vergleich zu 1,3%/a im europäischen Trend und 0,7%/a in den letzten Jahren. Darüber hinaus wird im Rahmen des Szenarios angenommen, dass der Stromerzeugungsanteil der bezogen auf die Umwandlung CO₂-freien erneuerbaren Energien und der Kernenergie im Vergleich zu den anderen Entwicklungspfaden leicht höher ist. Der absolute Stromerzeugungsbeitrag von erneuerbaren Energien erhöht sich allerdings nur moderat um 21,3% (37,1%) bis zum Jahr 2010 (2020) gegenüber dem Niveau des Jahres 1995. Diesbezüglich ist aber zu berücksichtigen, dass der Stromerzeugungsanteil von erneuerbaren Energien (vor allem basierend auf der Wasserkraft) mit etwa 13% bereits 1995 in der EU auf einem deutlich höheren Niveau lag als in Deutschland.

Zudem ist zu berücksichtigen, dass die Stromerzeugung aus Biomasse in dieser Bilanz nicht enthalten ist, diese aber zukünftig eine maßgebliche Größenordnung annehmen kann. Für sie liegen, bezogen auf den Anteil erneuerbarer Energien an der Deckung des Primärenergiebedarfs, deutlich höhere Wachstumsaussichten zugrunde. Im Szenario „Forum“ steigt ihr Beitrag von 5,3% in 1995 auf rund 13,7% in 2020, d. h. um den Faktor 2,6. Bis zum Jahr 2010 wird von einer Erhöhung um den Faktor 1,7 ausgegangen. Neben dem nennenswerten Biomasseanteil an der Stromerzeugung (insgesamt werden 40 GW an Kraftwerksleistung auf der Basis biogener Energieträger errichtet) ist hierfür vor allem ein deutliches Anwachsen der Wärmebereitstellung auf der Basis von erneuerbaren Energien (vor allem auch biogene Energieträger) sowie der Einsatz von Biotreibstoffen verantwortlich.

Aufbauend auf den Szenarien der DGXVII (Conventional Wisdom Szenario) sind im Rahmen der **TERES II-Studie** weitergehende und detailliertere Untersuchungen über den zukünftigen Beitrag erneuerbarer Energien zur Energieversorgung durchgeführt worden (TERES 1997). Der Bericht versucht dabei die mögliche Bandbreite der Entwicklung erneuerbarer Energien für die kurz- bis mittelfristige Zeitperspektive im Rahmen von vier Szenarien zu bestimmen.

- Das **Present Policies Szenario** geht zunächst von einer Fortsetzung der bisherigen Politik der Mitgliedsländer im Bereich erneuerbare Energien aus
- Im Rahmen des **Industry Policies Szenario** wird eine technologiespezifische Förderung erneuerbarer Energien nach Maßgabe der jeweiligen Industriebranche in die Energiepolitik implementiert
- Im **Szenario ExterneE Internalisation** wird unterstellt, dass eine Bestschätzung der externen Kosten aus dem europäischen EC ExternE Project über eine Energiesteuer internalisiert wird.
- Das **Best Practice Szenario** simuliert letztlich eine Übertragung der besten, in den einzelnen Mitgliedsländern praktizierten, Politiken auf alle Länder. Dazu gehört zusätzlich neben der Internalisierung externer Kosten auch die Durchführung von Markteinführungsprogrammen und die verstärkte Forschungsförderung mit dem Ziel, bestimmte Eckwerte (vor allem Kostendegression) zu erreichen.

Die Analysen der TERES-Gruppe führen zu dem Ergebnis, dass sich der Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch von heute rund 5,3% je nach Randbedingungen in der EU15 bis 2010 auf 7,1% bis 12,5% erhöhen wird (vgl. **Tabelle 2-14**). Bis 2020 wird in allen Szenarien von einer weiteren Erhöhung des Primärenergieverbrauchsanteils ausgegangen. Während in den Anfangsjahren vor allem die Wasserkraft der bestimmende Energieträger ist, zeichnen sich mittelfristig die Windenergie und die Biomasse (nach 2000 neben Reststoffen auch aus der Forst- und Landwirtschaft auch im großen Umfang Energiepflanzen) als große Wachstumsmärkte ab. Im Vergleich zu den zuvor dargestellten Szenarien der DGXVII weisen mit Ausnahme des Present Policies Ansatzes alle Entwicklungslinien höhere Deckungsanteile von erneuerbaren Energien an der Primärenergiebereitstellung auf. Das größte Wachstum ist erwartungsgemäß mit einer Best Practice Policy zu erreichen. Bis 2010 erhöht sich der Anteil erneuerbarer Energien dann um den Faktor 2,35 und bis 2020 um den Faktor 2,65 gegenüber dem Ausgangswert des Jahres 1995.

Tabelle 2-14: Anteil erneuerbarer Energieträger am Primärenergieverbrauch in den TERES-Szenarien (TERES 1997)

Szenario	EU15 2010	EU15 2020	Europa 30 2020
Present Policies	7,1%	7,4%	6,8%
Industrial Policies	9,85%	11,5%	10,3%
ExternE Internalisation	10,1%	11,8%	10,3%
Best Practice	12,5%	14,0%	12,9%

Auch in den anderen europäischen Ländern geht die Studie von einem deutlich steigenden Beitrag erneuerbarer Energien aus. Im Vergleich zur EU 15 wird der Marktanteil in Europa (30 europäische Länder) insgesamt aber etwas geringer eingeschätzt.

Die Ergebnisse der Szenarioanalysen zeigen deutlich, dass die Entwicklung der Marktanteile erneuerbarer Energien entscheidend von energie- und umweltpolitischen Maßnahmen (z. B. Markteinführungs- und Kostedegressionsprogramme, Internalisierung externer Kosten) abhängen. Die Studie kommt dabei auch zu dem Ergebnis, dass sich die Anfangsinvestitionen in erneuerbare Energien im Zeitverlauf bezahlt machen. Dies gilt zum einen durch eine Reduzierung der externen Kosten, zum anderen aber auch durch die hierdurch mögliche Partizipation (als Vorreiter und Technologieführer) am Weltmarkt für erneuerbare Energien, der nach Prognosen der Weltenergiekonferenz bis zum Jahr 2020 auf rund 1.700 Mrd. ECU geschätzt wird.

Trotz Berücksichtigung erhöhter Marktanteile erneuerbarer Energien führen die in TERES II aufgezeigten Entwicklungspfade nicht zu einer massiven Reduktion des CO₂-Ausstoßes. Die erreichbare Minderung durch die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien beträgt für das Jahr 2020 zwischen 195 Mio. t CO₂ (Present Policies) und 513 Mio. t CO₂, dies entspricht bis zu 16% des CO₂-Ausstoßes des Jahres 1990. Trotz des Beitrags erneuerbarer Energien können mittelfristig insbesondere unter Berücksichtigung der nachfrageseitigen Zuwachsraten (Nachfrage nach Energiedienstleistungen) maximal die Minderungsanforde-

rungen aus dem Kyoto-Protokoll eingehalten werden. Die betrachteten Szenarien sind also noch weit entfernt von den Minderungsempfehlungen der Enquête-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ für Industrieländer.

Im „**EU Energy Outlook to 2020**“ sind weitere aktuelle Szenarioanalysen für die EU angestellt worden (DG Energie 1999). Sie basieren dabei weitgehend auf Berechnungen mit dem PRIMES Energiemodell (Markt-Gleichgewichts- und Optimierungsmodell). Ziel der Berechnungen war vor allem die sog. Schattenpreise einer über das unterstellte Maß hinausgehenden CO₂-Minderung zu ermitteln. Insgesamt wurden vier Hauptpfade für die zukünftige Entwicklung der CO₂-Emissionen in der EU als Bestimmungsgröße unterschieden:

- einem Baseline-/Referenzszenario als Abbild einer „Business as Usual“ Entwicklung
- ein Stabilisierungsszenario der CO₂-Emissionen auf dem Niveau des Jahres 1990 (S0), gegenüber der baseline entspricht dies im Jahr 2010 (2020) einer Minderung der CO₂-Emissionen von 222 Mio. t (432 Mio. t). Der resultierende Preis für die Minderung einer weiteren t CO₂ (Schattenpreis) wurde im Jahr 2010 (2020) mit 50 Euro/t CO₂ (59 Euro/t CO₂) ermittelt.
- einem Szenario (S3), in dem die CO₂-Emissionen in der EU unter 3.000 Mio. t im Jahr 2010 absinken und bis 2020 auf diesem Niveau verbleiben. Gegenüber der baseline entspricht dies einer Minderung im Jahr 2010 (2020) um 9,5% (15%). Der resultierende Schattenpreis für eine weitergehende Minderung der CO₂-Emissionen liegt in 2010 (2020) bei 78 Euro/t CO₂ (81 Euro/t CO₂).
- einem Szenario (S6), in dem die CO₂-Emissionen bis 2010 (2020) auf 2.880 Mio. t und damit rund 6% unterhalb des Niveaus des Jahres 1990 abgesenkt werden. Damit würden die Anforderungen an die EU aus dem Kyoto-Protokoll (Minderung von sechs Treibhausgasen um 8% im Berichtszeitraum 2008 bis 2012 gegenüber 1990) nahezu erfüllt. Die Schattenpreise werden in diesem Szenario im Jahr 2010 (2020) mit 102 Euro/t CO₂ (115 Euro/t CO₂) ausgewiesen.

Die in den verschiedenen Szenarien unterstellten Verringerungen des CO₂-Ausstoßes werden zum Teil durch eine allgemeine Absenkung des Primärenergieverbrauchs vor allem aber durch eine deutliche Reduktion des Einsatzes fester Brennstoffe erreicht (vgl. **Tabelle 2-15**). Dagegen erhöht sich der Anteil erneuerbarer Energien (allerdings ausgehend von einem relativ geringen Niveau) deutlich. Für den Kernenergieanteil an der Abdeckung des Primärenergiebedarfs ergeben sich nur geringfügige Änderungen. Endenergieseitig sind in den Minderungsszenarien vor allem im Bereich der festen Brennstoffe sowie bei Öl- und Gasprodukten Verbrauchsreduktionen ausgewiesen worden, während sich der Stromverbrauch nur unterproportional ändert.

Tabelle 2-15: Wesentliche Kenngrößen der EU15 energy Outlook 2020“-Szenarien (DG Energie 1999)

	1990	2010 base line	2010 S0	2010 S3	2010 S6	2020 base line	2020 S0	2020 S3	2020 S6
			Abweichungen gg. base line				Abweichungen gg. base line		
Primärenergieverbrauch (Mtoe)	1.314	1.552	- 3,3%	-4,5%	- 5,7%	1.609	-3,5%	-4,8%	-6,1%
- davon feste Brennstoffe (MtOE)	301	182	-23,3%	-30,8%	-40%	218	-53%	-62%	-67,1%
- davon Kernenergie	181	227	-1,1%	-0,3%	-0,5%	199	12,3%	11,9%	11,9%
- davon erneuerbare Energien	64	88	8,6%	15%	21,1%	100	17,4%	21,6%	26,7%
Endenergieverbrauch (MtOE)	852	1.053	-3%	-4%	-6%	1.108	-3%	-5%	-6%
- davon Strom	156	226	-1%	-1%	-2%	265	-2%	-3%	-3%
CO ₂ -Emissionen (Mio. CO ₂)	3.068	3.289	-6,7%	-9,5%	-12%	3.500	-12%	-15%	-17,7%

Die dargestellten Szenarien sind zwar für die EU15 ausgeführt worden, aber durch Einzelergebnisse aus den Mitgliedsländern unterlegt. Für Deutschland korrespondiert der Szenariopfad S6 beispielsweise mit einer Minderung des CO₂-Ausstoßes um 24% bis zum Jahr 2010 gegenüber 1990, womit die Kyoto-Verpflichtungen hier erfüllt würden.

Weitgehende klimaschutzorientierte Entwicklungspfade sind für die fünf größten europäischen Länder (Deutschland, Frankreich, Großbritannien, Italien, Niederlande) im Rahmen der Untersuchungen des International Project for Sustainable Energy Paths (IPSEP) beschrieben worden. Mit der **IPSEP-Studie** liegt für Europa eine der umfassendsten Szenarienanalysen und eine Bewertung der relativen Investitionskosten einer Klimaschutzstrategie vor. Insgesamt sind zwei Szenarien entwickelt worden, der Least-Risk- und der Least-Cost-Entwicklungspfad. Ziel der Least-Risk-Entwicklung ist die Minimierung von CO₂-Emissionen und anderen größeren Risiken (z. B. Nutzung der Kernenergie) für die Umwelt und den Menschen. Wirtschaftliche Gesichtspunkte werden diesem Ziel zunächst untergeordnet. Wesentliche Schwerpunkte dieses Szenarios sind dementsprechend die Produktivitätssteigerung und der Ausbau von erneuerbaren Energien (vor allem der Biomasse). Der absolute Beitrag erneuerbarer Energien erhöht sich unter diesen Rahmenbedingungen bis 2020 um den Faktor 4 gegenüber dem Ausgangsniveau des Jahres 1985 und in vergleichbarer Größenordnung auch gegenüber Trendbedingungen (vgl. **Tabelle 2-16**). Mit dem Szenario werden die verfügbaren auf der Energieeinsparung und der Nutzung von erneuerbaren Energien basierenden CO₂-Reduktionspotenziale weitgehend ausgeschöpft.

Das Least-Cost-Szenario geht schwerpunktmäßig von einem vollständigen Wettbewerb zwischen konventionellen Angebotstechnologien (d.h. z. B. Kernkraftwerken, Kohlekraftwerken) und Energieeinsparoptionen, Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbarer Energien

aus. Unter diesen Voraussetzungen spielt die Prioduktivitätssteigerung eine nahezu ebenso große Rolle wie im zuvor diskutierten Szenario. Demgegenüber erhöht sich der Beitrag erneuerbarer Energien nur um 33,3% gegenüber dem Ausgangsniveau des Jahres 1985 und 65,8% gegenüber dem Referenzpfad. Andererseits bleibt die CO₂-Minderung bis zum Jahr 2020 auf 38% gegenüber 1985 begrenzt. Beide Klimaschutzstrategien verursachen - getestet durch ausführliche Sensitivitätsanalysen - im Regelfall geringere Investitionskosten als das Referenzszenario („Conventional Wisdom“-Szenario der europäischen Kommission). Damit zeigen sie mögliche klimaverträgliche, risikoarme und volkswirtschaftlich effiziente Zukunftspfade auf.

Tabelle 2-16: Primärenergiemix (GWa/a) und CO₂-Emissionen für fünf europäische Länder im Jahr 2020 /IPSEP 1995/

	1985	2020 <i>Referenz</i>	2020 <i>Min. Kosten</i>	2020 <i>Min. Risiko</i>
Kohle	251,0	309,0	137,0	26,0
Öl	500,0	481,0	210,0	177,0
Gas	232,0	287,0	241,0	220,0
Summe fossil	983,0	1077,0	588,0	423,0
Nuklear	124,0	185,0	3,0	0,0
Wasser	45,0	37,0	50,0	50,0
Wind und Solar	0,0	0,0	5,0	40,0
Biomasse	6,0	4,0	13,0	93,0
Summe	1.158,0	1.303,0	659,0	606,0
Anteil erneuerbarer Energien in%	4,4	3,1	10,3	30,2
CO ₂ -Emission (Mio. t/a)	2297,0	2521,0	1307,0	865,0
% des Basisjahres	100	110	38	57

2.3.2 Globale Energieszenarien

Die wohl umfassendsten globalen Szenarioanalysen sind durch das World Energy Council durchgeführt und zuletzt 1995 in Tokyo bzw. 1998 in Houston diskutiert worden (WEC 1995 und WEC 1998). Traditionell beschreibt die WEC mehrere Energiezukünfte. Die Szenariofamilie A (in der Regel handelt es sich auch innerhalb einer Familie immer um mehrere Szenarien) bildet dabei einen stark wachstums- und angebotsorientierten Prozeß ab. Szenario B wird häufig als Trendszenario aufgefaßt („Business as Usual“), während die Szenarien der C-Familie sog. „ökologisch-getriebene (ecological driven)“ Energiezukünfte beschreiben. In den jüngeren Szenarioarbeiten hat die WEC frühere Fehleinschätzungen bezüglich eines sehr stark anwachsenden Weltprimärenergieverbrauchs stark korrigiert. Bemerkenswert ist insbesondere, dass 1980 sogar für das Szenario C, also dasjenige mit den geringsten Annahmen über die Energieverbrauchszuwächse, ein noch höherer Primär-

energieverbrauch ermittelt wurde als er real eingetreten ist. Selbst die neuen wachstumsorientierten Szenarien A liegen unterhalb der damals dargestellten Entwicklungsoption.

Mit dem C1-Szenario hat die WEC erstmals einen Entwicklungspfad vorgelegt, der nachweist, dass eine risikominimierende "dauerhafte" Energiestrategie weltweit möglich ist. Im 21. Jahrhundert können danach sowohl maßgebliche Klimaschutzziele erreicht werden (Begrenzung des Anstiegs der CO₂-Konzentration auf unter 450 ppm und des globalen Temperaturanstiegs auf unter 2°C gegenüber dem vorindustriellen Stand) als auch langfristig (d. h. bis zum Jahr 2100) weltweit auf die Kernenergie verzichtet werden. Allerdings wird eine ausreichende CO₂-Reduktion (um rd. 2/3 gegenüber 1990) erst erheblich nach 2050 erreicht; die deutsche Klima-Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ und das Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) fordern dagegen bereits bis 2050 eine weltweite CO₂-Reduktion um 50% (Enquete 1995). Das langsamere Umsteuern im WEC-Szenario C1 resultiert vor allem aus dem in diesen Rechnungen angenommenen moderaten Anstieg der Energieproduktivität von durchschnittlich 1,4%/a, wohingegen die WEC 1992 noch bis zu 2,4%/a. für möglich gehalten hatte.

Wesentliche neue Erkenntnisse des WEC liegen vor allem auch in der Bewertung der Investitionskosten und der Realisierungschancen der Szenarien vor. Die kumulierten Investitionskosten des C1-Szenarios liegen für den Zeitraum 1990-2050 um 33% bzw. um 43% unter den entsprechenden Investitionskosten der übrigen risikokumulierenden Szenarien (z.B. Szenarien B und A1⁷). Die Investitionen auf der Verbrauchsseite sind allerdings bei keinem Szenario berücksichtigt worden. Sie werden aber aufgrund des relativ höheren Effizienzwachstums in C1 über denen der anderen Szenarien liegen. Andererseits werden dadurch beim Verbraucher auch mehr laufende Energiekosten vermieden. Insgesamt läßt sich daraus ableiten, -so auch die Lesart der WEC - dass das risikoärmere C1-Szenario auch in wirtschaftlicher Hinsicht gegenüber den aufgezeigten Alternativstrategien (A1, B) mit hoher Wahrscheinlichkeit vorteilhaft sein dürfte.

Wie **Tabelle 2-17** zeigt, weichen je nach Szenarioannahmen nicht nur die Gesamtenergieverbräuche deutlich voneinander ab, sondern ist auch die Einschätzung über die absolute oder relative Bedeutung einzelner Technologien szenarioabhängig. So erhöht sich beispielsweise in allen Szenarien der absolute Beitrag der erneuerbaren Energien zur Energiebereitstellung im Zeitverlauf in vergleichbarer Weise. Dagegen liegt der relative Anteil der erneuerbaren Energien im Szenario C1 im Jahr 2050 bereits bei 57,5%, während er im Szenario A1 (B) zum gleichen Zeitpunkt lediglich 34,7% (33,9%) beträgt. Hieran zeigt sich deutlich, dass unter der Zielrichtung globaler Klimaschutz ein erfolgreiches Zusammenspiel von Reduzierung des Energieverbrauchs auf der einen Seite und Deckung des Restenergiebedarfs weitgehend über erneuerbare Energien auf der anderen Seite notwendig ist. Nur dann ist - den Angaben der WEC zufolge (vgl. **Tabelle 2-17**) - eine nennenswerte Minderung des CO₂-Ausstoßes möglich.

7 Im Szenario A 1 steigen bis zum Jahr 2050 die CO₂-Emissionen aber um den Faktor Faktor 2 und die Kernenergiekapazität wird mehr als vervierfacht, während beide im Szenario C1 deutlich reduziert werden.

Tabelle 2-17: Stromerzeugung sowie Stromerzeugungsmix unterschiedlicher globaler Energieszenarien in TWh/a (WEC 1998)

	WEC A1	WEC B	WEC C1
1995			
fossile Energieträger	7,21	7,21	7,21
Kernenergie	2,06	2,06	2,06
erneuerbare Energien	2,32	2,32	2,32
- Wasser/Geothermie	2,2	2,2	2,2
- Solar	-	-	-
- Wind	-	-	-
- Biomasse/Müll	0,1	0,1	0,1
Summe	11,59	11,59	11,59
CO ₂ -Emissionen (Gt C)	6,3	6,3	6,3
2020			
fossile Energieträger	11,4	10,5	8,5
Kernenergie	4,0	4,0	3,5
erneuerbare Energien	6,6	4,5	4,0
- Wasser/Geothermie	3,5	2,7	3,0
- Solar	0,6	0,3	0,4
- Wind	1,0	0,5	0,4
- Biomasse/Müll	1,5	1,0	0,2
Summe	22,0	19,0	16,0
2050			
fossile Energieträger	13,0	9,0	8,0
Kernenergie	11,5	11,5	2,2
erneuerbare Energien	13,0	10,5	13,8
- Wasser/Geothermie	3,5	4,5	4,6
- Solar	5,7	1,8	5,5
- Wind	2,6	2,5	2,8
- Biomasse/Müll	1,2	1,7	0,9
Summe	37,5	31,0	24,0
CO ₂ -Emissionen (Gt C)	12,0	10,0	5,0

In diesem Kontext kann auch die KWK einen wichtigen Beitrag zur Primärenergieeinsparung leisten. In bezug auf die Bedeutung der KWK im zukünftigen globalen Energiesystem liegen von der WEC allerdings keine quantitativen Detailanalysen vor. Vor diesem Hintergrund sind am Wuppertal Institut eigene Abschätzungen durchgeführt worden (Fischedick, Wolters 1999). Die Untersuchung bezieht sich vor allem auf die langfristige Zeitperspektive und geht in diesem Zusammenhang davon aus, dass auf längere Sicht neben dem Energieeinspareffekt durch die KWK ein zusätzlicher CO₂-Minderungsbeitrag durch den Einsatz erneuerbarer Energieträger in KWK-Anlagen erfolgen muss. Aufgrund der begrenzten Einsatzgebiete solarthermischer Kraftwerke für die Kraft-Wärme-Kopplung⁸ kommt in diesem Zusammenhang vor allem der Biomasse eine wesentliche

⁸ In der Regel weisen Wärmenachfrage und Solarenergieangebot eine umgekehrt proportionale Korrelation auf. Demgegenüber kann aber mit solarthermischen Kraftwerken der Bedarf nach Kälteleistung (über Absorptionskältemaschinen) und der wachsende Bedarf nach Wasser (Meerwasserentsalzung) zeitgleich befriedigt werden.

Bedeutung zu, wenngleich hier natürlich zu beachten ist, dass die Biomassepotenziale insgesamt begrenzt sind und wie bereits dargestellt konkurrierende Einsatzmöglichkeiten bestehen.

Abbildung 2-14 stellt vor diesem Hintergrund die KWK-Stromerzeugung für die verschiedenen im Jahr 2050 im Einsatz befindliche Technologien dar, und zwar aufgeteilt nach den drei maßgeblichen Weltregionen sowie in ihrer Gesamtheit. Diese Werte sind Teilergebnis einer gesamtsystemaren Betrachtung des globalen Energiesystems (vgl. Hennicke, Lovins 1999) basierend auf einer Analyse von 16 Weltregionen und 111 detaillierten Länderbetrachtungen mit der Zielrichtung der Beschreibung eines klimaschutzorientierten Entwicklungspfades bis zum Jahr 2050 (Halbierung des CO₂-Ausstoßes). Unter dieser Voraussetzung liegt der Strombereitstellungsbeitrag der KWK mit rund 4.500 TWh/a langfristig um den Faktor 2,25 höher als die heutige weltweite Erzeugung (rund 2000 TWh/a).

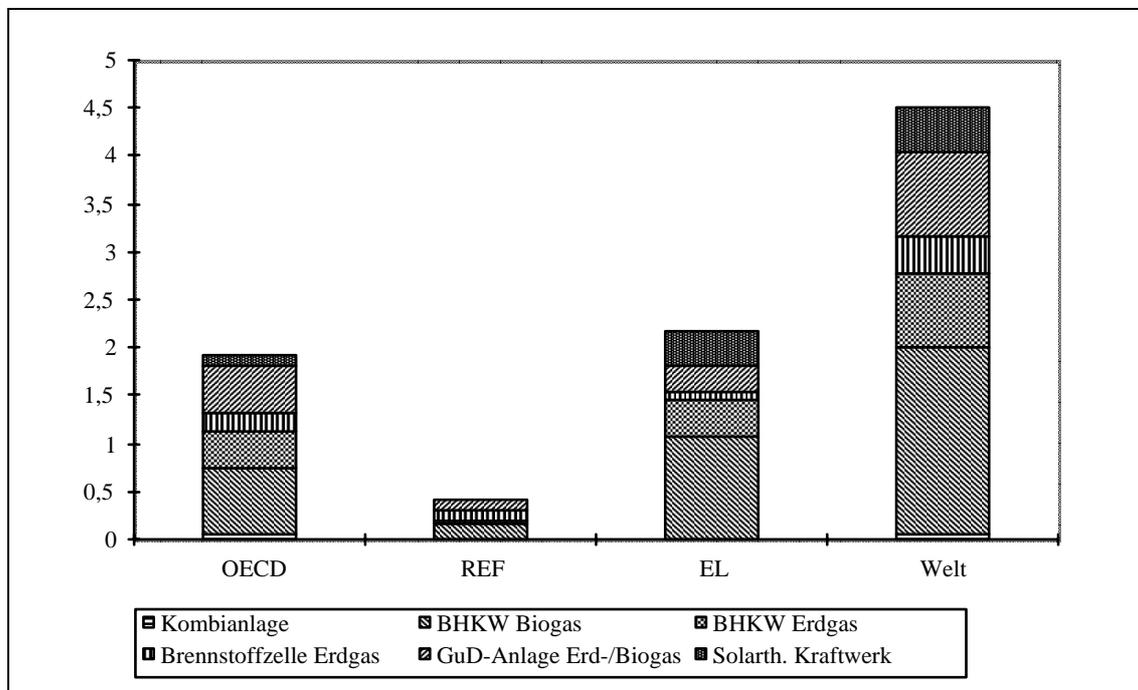


Abbildung 2-14: Stromerzeugung aus KWK nach Weltregionen im Jahr 2050

Auch die zukünftige Bedeutung der erneuerbaren Energien im globalen Energiesystem wird bezogen auf die Stromerzeugung aus **Tabelle 2-17** sowie endenergieseitig aus **Tabelle 2-19** deutlich.

Tabelle 2-18: Endenergieverbrauch Welt nach Szenariopfad (in Gtoe) (WEC 1998)

	1990	2020			2050		
		A	B	C	A	B	C
OECD	2,88	3,83	3,49	2,45	4,0	3,35	1,76
Reformstaaten	1,20	1,80	1,29	1,31	2,87	1,80	1,28
Entwicklungsländer	2,37	5,75	5,29	4,79	10,33	9,03	6,94
Welt	6,45	11,38	10,07	8,55	17,2	14,18	9,98

Tabelle 2-19: Endenergieverbrauch Welt nach Energieträgern und Szenariopfad (in Gtoe) (WEC 1998)

	1990	2020			2050		
		A	B	C	A	B	C
Feste Energieträger	1,93	2,72	2,61	2,36	3,10	3,2	1,96
Flüssige Energieträger	2,53	4,26	3,53	2,79	6,3,5	4,71	3,40
Strom	0,83	1,68	1,45	1,22	3,03	2,34	1,76
Andere*	1,16	2,62	2,49	2,18	4,45	3,93	2,86
Gesamt	6,45	11,28	10,08	8,55	17,38	14,18	9,98

* Fernwärme, Gas, Wasserstoff

Im Vergleich zur Ausgangsbasis des Jahres 1995 verdoppelt (Szenario B, C1) bis verdreifacht (Szenario A1) sich der absolute Beitrag der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020. Im Jahr 2050 liegt die Strombereitstellung durch erneuerbare Energien sogar um bis zum Faktor 6 (Szenario C1) über dem derzeitigen Niveau, liefert aber mit 34,7% einen deutlich geringeren Anteil als im Szenario C1 mit 57,5%. Kurzfristig wird die Wasserkraft auf globaler Ebene den wichtigsten Beitrag leisten müssen, während mittel- bis langfristig die Windenergie und insbesondere auch die Solarenergie an Bedeutung gewinnt. Die Bedeutung der Biomasse zur Stromerzeugung wächst in allen Szenarien ebenfalls deutlich an. Den absolut geringsten Beitrag leistet sie dabei aber im Rahmen des ökologisch bestimmten Szenarios C1. Maßgeblich ist hierfür die Annahme der WEC, dass unter ökologischen Gesichtspunkten der Einsatz von Biomasse als biogener Treibstoff für den Verkehr zweckmäßiger ist. Dies ist eine stark umstrittene Annahme, denn dieser Einsatz steht in Konkurrenz zu den Einsatzmöglichkeiten biogener Brennstoffe in Kraft- und Heizkraftwerken, die eingesetzt werden können, um u.a. Schwankungen des Energieangebotes der fluktuierenden Energieerzeugung auf der Basis von Sonnen- und Windenergie auszugleichen. Dieses Beispiel zeigt, dass sich technologische Entwicklungen und die sie bestimmenden Randbedingungen gegenseitig wesentlich beeinflussen können bzw. direkt voneinander abhängen.

Der Primärenergieverbrauchsanteil der erneuerbaren Energien liegt ausgehend von 14,5% in 1995 im Jahr 2050 bei 22% (Szenario B) bzw. 39% (Szenario C1). Im Vergleich zu anderen Szenarien geht die WEC dementsprechend von eher moderaten Wachstumsraten aus.

Shell unterstellt in seinen Szenariorechnungen für das Jahr 2050 beispielsweise einen Anteil erneuerbarer Energien von rund 50% am (hohen) Primärenergieverbrauch (Shell 1998). Johansson geht in seinen globalen Betrachtungen sogar von einem Beitrag von 57% bis zur Mitte des nächsten Jahrhunderts aus (vgl. **Abbildung 2-15**), (Johansson et.al 1993).

Die potentiellen Beiträge der erneuerbaren Energien reichen bis zu 20 Mrd. t SKE/a (Shell-Szenario), also mehr als dem derzeitigen gesamten Weltenergieverbrauch und tragen mit Anteilen zwischen 25% und 75% zur Versorgung bei. Aus potenziellseitiger Sicht sind derartige Beiträge vorstellbar. Allerdings ist aus heutiger Sicht nicht erkennbar, wie die erforderliche globale Wachstumsdynamik der erneuerbaren Energien ohne Durchführung weiterer Maßnahmen und der konsequenten Erschließung und Ausweitung der neuen Märkte so rechtzeitig und so umfassend in Gang kommen soll, dass bereits zur Mitte des nächsten Jahrhunderts die unterstellten Beiträge der erneuerbaren Energien verwirklicht werden können.

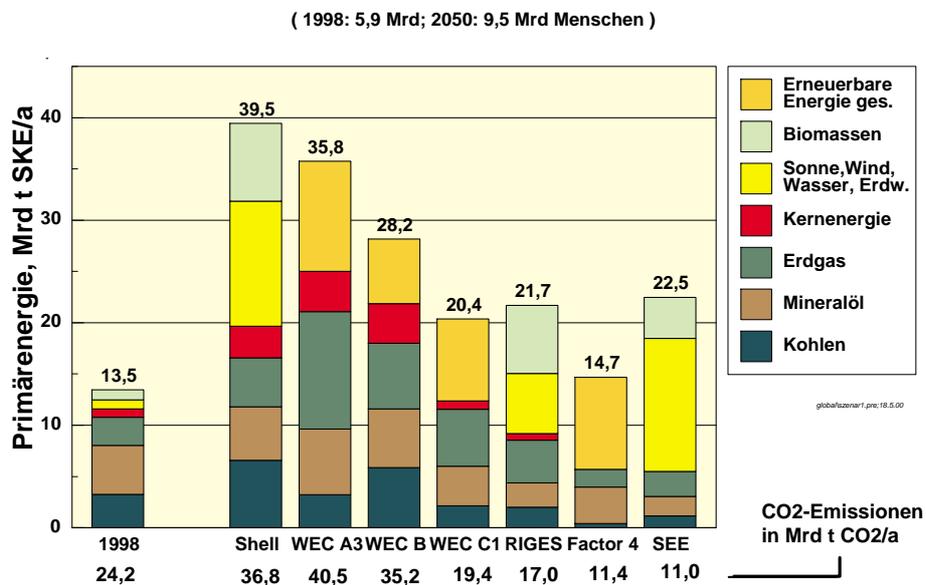


Abbildung 2-15: Verschiedene Szenarien des Weltenergieverbrauchs für das Jahr 2050 und Vergleich mit dem derzeitigen Verbrauch (Weltbevölkerung 2050: 9,5 Mrd; Shell = Szenario „Nachhaltige Entwicklung“ (Shell 1995); WEC = Weltenergiekonferenz 1995; RIGES = „Renewable-intensive Global Energy Scenario“ (Johansson et.al 1993); DLR = „Solar Energy Economy (SEE)“ (Nitsch 1999)); 1 Mrd. t SKE/a = 29,3 EJ/a.

In **Abbildung 2-15** wird darüber hinaus deutlich, dass trotz großer Beiträge erneuerbarer Energien und in einigen Fällen auch steigender Kernenergiebeiträge die Szenarien, welche die herkömmliche Wachstumsdynamik (des Energieverbrauchs) in den Industrieländern fortschreiben und diese auch auf die Entwicklungsländer übertragen **keine** Reduktion der globalen CO₂-Emissionen erreichen (Shell, WEC A, WEC B). Dies unterstreicht noch

einmal die enorme Bedeutung einer weltweit wesentlich rationelleren Energienutzung, wie sie beispielsweise in den Szenarien WEC C, RIGES, SEE unterstellt wurde.

Von dieser Ausgangshypothese geht auch eines der neuesten Weltenergieszzenarien aus, dass bis 1999 am Wuppertal Institut entwickelt worden ist (Hennicke, Lovins 1999). Auf diese Arbeit soll abschließend noch etwas detaillierter eingegangen werden.

Ausgangspunkt der Szenariountersuchung des Wuppertal Instituts war die Tatsache, dass auch der Ökologiefad des WEC (C1) nicht die erklärten Ziele des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), also die Ziele der internationalen Gemeinschaft von Klimawissenschaftlern, zum Jahr 2050 erfüllt. C1 weist zwar für das Jahr 2100 einen Rückgang der C-Emissionen um zwei Drittel aus, im Jahr 2050 ist allerdings nur eine Minderung um weniger als 10% erreicht worden. Szenarien, die dieses Ziel erreichten (wie . B. dasa von Greenpeace in Auftrag gegebene Szenario „Fossil Free Energy Future“ FFES 1993), wurden andererseits als zu radikal und in seinen Annahmen zur technologischen Entwicklung, politischen Steuerbarkeit und zu unterstellten Marktentwicklungen als zu unsicher erachtet.

Daher wurde von 1997 bis 1999 im Wuppertal Institut ein eigenes Modell entwickelt, mit dem Schwerpunkt erstmalig ein „Faktor Vier-Einsparzenario“ abzubilden. Ziel der Szenariountersuchung sollte sein, einen technisch möglichen und ökonomisch sinnvollen Weg der Risikominimierung herauszuarbeiten, mit dem die CO₂-Emissionen um 50% bis 2050 reduziert werden können und zum anderen der Ausstieg aus der Kernenergie innerhalb des Betrachtungszeitraumes realisiert werden kann.

Das Modell stellt einen technologiebezogenen „bottom up“-Ansatz dar. Damit besteht insbesondere die Möglichkeit die gesamte Bandbreite der Effizienztechnologien auf der Nachfrageseite abzubilden. Die modellseitig unterstellten Produktivitätssteigerungen resultieren in dieser Systematik (entgegen der üblichen Vorgehensweise z. B. der WEC) dann nicht mehr aus empirischen Zeitreihenanalysen, sondern können von konkreten zur Verfügung stehenden Technologien und den für sie angenommenen Marktanteilen abgeleitet werden.

Aus Gründen der Vergleichbarkeit wurden die Treibergrößen von WEC/IIASA weitgehend übernommen. Bei der Bevölkerungsentwicklung wurde lediglich eine neuere Prognose der UN unterstellt, die beim mittleren Pfad für das Jahr 2050 eine Weltbevölkerung von 9,6 Mrd. anstatt 10,1 Mrd. ausgibt. Auch die unterstellte Wirtschaftsentwicklung entspricht der von WEC/IIASA. Insofern wird dem Modell einer nachholenden Entwicklung nachgegangen, wobei das Pro-Kopf-Bruttosozialprodukt im Jahr 2050 in Afrika immer noch nur 1/20 desjenigen von Nordamerika beträgt. Die wesentlichen Ergebnisse und Setzungen (z. B. Entwicklung der Kernenergie) sind nachfolgend aufgeführt.

Tabelle 2-20: Endenergieverbrauch Welt nach Energieträgern, Faktor Vier-Szenario (in Gtoe)

	1995	2020	2050
Feste Energieträger	0,8	1,0	0,2
Flüssige Energieträger	2,5	2,6	2,2
Strom	0,9	1,1	1,4
Biomasse	1,0	1,0	1,1
Andere*	1,1	1,5	3,4
Gesamt	6,2	7,2	8,3

*Gas, Fern- und Nahwärme

Wie in **Tabelle 2-21** zu erkennen ist, ergibt sich eine Verschiebung des Endenergieverbrauchs von den Industrieländern zu den Entwicklungsländern.

Tabelle 2-21: Endenergieverbrauch Welt nach Regionen, Faktor Vier-Szenario (in Gtoe)

	1995	2020	2050
OECD-Staaten	2,8	2,5	2,3
Reformländer	0,8	0,7	0,6
Entwicklungsländer	2,6	3,9	5,3
Gesamt	6,2	7,2	8,3

Der Endenergieverbrauch liegt im Faktor Vier-Szenario im Jahr 2020 um 28,5% unterhalb der Vergleichsbasis des Szenarios B der WEC. Gegenüber dem ökologisch orientierten Szenario C der WEC ergibt sich immerhin noch ein um 15,8% geringerer Einsatz an Endenergieträgern. Im Jahr 2050 liegen die entsprechenden Werte bei 41,5% bzw. 16,8%. Mit durchschnittlichen Steigerungen der Endenergieproduktivität von 1,65%/a stellt das Faktor Vier-Szenario noch einmal gegenüber WEC Szenario C deutlich engagierteren Energieeinsparpfad dar.

Tabelle 2-22: Endenergieverbrauch Entwicklungsländer nach Energieträgern, Faktor Vier-Szenario (in Gtoe)

	1995	2020	2050
Feste Energieträger	0,5	0,8	0,2
Flüssige Energieträger	0,8	1,3	1,4
Strom	0,2	0,5	0,8
Biomasse	0,9	0,9	0,9
Andere*	0,2	0,5	2,0
Gesamt	2,6	3,9	5,3

*Gas, Fernwärme

Die vorübergehende Steigerung des Verbrauchs fester Energieträger (Kohle, Koks) ist zum einen auf eine intensivere wirtschaftliche Aktivität der Grundstoffindustrie sowie auf die Ausnutzung heimischer Ressourcen (insbesondere in China und Indien) zurückzuführen,

bevor sich auch dort Strukturwandel und ökologische Restriktionen durchsetzen. Flüssige Energieträger nehmen vor allem aufgrund der Zunahme des Individualverkehrs zu. Strom wird flächendeckend zu einem der wichtigen Energieträger, allerdings aufgrund der oftmals vorherrschenden großen Übertragungsdistanzen in geringerem Maße als z.B. in den OECD-Staaten (> 20%). Biomasse wird auf dem gleichen Niveau genutzt, relativ zum Gesamtverbrauch nimmt die Biomasse-Bedeutung allerdings ab. Dies liegt zum einen an verbesserten Nutzungsgraden und zum anderen an einer Veränderung z.B. der Kochtechniken. Allerdings wird Biomasse in deutlich größerem Maße zur Stromerzeugung eingesetzt, wie die Primärenergiebilanz zeigen wird. Zudem werden unter den gegebenen Rahmenbedingungen auch in Entwicklungsländern Erdgas und Fernwärme einen bedeutenden Verbrauchsanstieg erleben.

Zusammen mit der Bilanzierung des Umwandlungssektors ergibt sich damit die Aufteilung der Primärenergieverbräuche nach Energieträgern für die Entwicklungsländer gemäß **Tabelle 2-23**. Wie zu sehen ist, findet ein kompletter Ausstieg aus der Kernenergie erst deutlich nach 2020 statt so wie auch die Erneuerbaren erst nach 2020 ihren Anteil deutlich erhöhen. Die folgende Tabelle gibt die Entwicklung innerhalb der erneuerbaren Energien wieder.

Tabelle 2-23: Primärenergieverbrauch Entwicklungsländer , Faktor Vier-Szenario (in Gtoe)

	1995	2020	2050	Anteil 2050 (in%)
Kohle	1,14	1,55	0,26	3,9
Erdöl	0,99	1,49	1,63	24,7
Erdgas	0,30	0,64	0,69	10,5
Uran	0,03	0,02	0,00	0
Erneuerbare	1,28	1,60	4,04	61,2
Gesamt	3,7	5,3	6,6	100

2.4 Aus der Szenarioanalyse abgeleitete Empfehlungen für Nachhaltigkeitsszenarien

Aus den vorangestellten Szenarioanalysen lassen sich verschiedene robuste Zusammenhänge ableiten, die für die Erreichbarkeit der Nachhaltigkeitsziele von entscheidender Bedeutung sind. Dabei kann zwischen kurzfristigen (bis 2005/2010), mittelfristigen (bis 2020/2030) und längerfristigen (bis 2050) Gesichtspunkten unterschieden werden.

Für die **kurzfristige Zeitebene** (bis 2005/2010) zeigt sich aus den Szenarioanalysen, dass die Erreichung der Nachhaltigkeitsziele folgende Strategieelemente erfordert:

- mindestens eine Verdopplung des Anteils erneuerbarer Energien,
- eine deutliche Ausweitung des Beitrags der KWK bis hin zu einer Verdopplung (je nach Szenario spätestens bis zum Jahr 2020)
- eine Verstärkung der Anstrengungen zur Energie- und insbesondere der Stromeinsparung (bis hin zu einer Verdopplung der jährlichen Steigerungsraten der Energieproduk-

tivität). Aufgrund der in diesem Bereich vorliegenden sehr umfangreichen no regret Potenziale sollte hier ergänzend zu den anderen Aktivitäten eine neue Prioritätensetzung erfolgen.

- Technologien weiterzuentwickeln und in den Markt einzuführen, die eine Brückenfunktion in eine langfristig nachhaltige Energieversorgung leisten können (z. B. Brennstoffzellen: Erdgas-> Wasserstoffverwendung)

Dies sind Ergebnisse, die im wesentlichen die Schlussfolgerungen früherer zusammenfassender Szenarioauswertungen bestätigen (vgl. z. B. DLR 1999).

Mittelfristig (bis 2020) erscheint es notwendig,

- den zuvor beschriebenen Weg kontinuierlich weiter zu gehen (dies betrifft vor allem den Bereich der rationellen Energieanwendung und hier insbesondere die Sektoren mit langen Zeitkonstanten wie die Gebäudesanierung und die Effizienzerhöhung der Fahrzeugflotte) und die aufgegriffenen Strategieelemente konsequent weiterzuentwickeln und auszubauen. Im Vordergrund steht dabei der Aufbau entsprechender Infrastrukturen, wie z.B. Nahwärmeversorgungen und die Etablierung der Märkte für erneuerbare Energien.
- den in diesem Zeitraum im Kraftwerkspark anstehenden Erneuerungs- und Ersatzbedarf für eine zielorientierte Umgestaltung zu nutzen (inklusive einer verstärkten Brennstoffsubstitution von Kohle), statt durch Entscheidungen über die Errichtung nicht oder wenig zukunftsfähiger Kraftwerke die heutigen Strukturen zu zementieren und die Handlungsmöglichkeiten langfristig einzuschränken (Langlebigkeit des Kapitalstocks im Kraftwerksbereich)
- über möglichen Senken in Bezug auf die CO₂-Emissionen endgültige Klarheit (prinzipielle Eignung, Nachhaltigkeit) zu erlangen (z. B. CO₂-Entsorgung)
- neue Schwerpunkte im Bereich der Mobilität zu setzen (verstärkte Anreize für den Umstieg auf die Bahn, Kombination effizienter Autos mit neuen Treibstoffen)

Langfristig ist schließlich darauf zu achten,

- den erreichten Ausbaugrad (bei den erneuerbaren Energien, der rationellen Energieanwendung, Brennstoffsubstitution) zu sichern und stetig fortzuentwickeln
- weitere Quellen in den Energiemix einzubeziehen (z. B. Stromimport aus erneuerbaren Energiequellen, je nach Ergebnissen der zuvor erforderlichen Prüfung auch CO₂-neutrale fossile Kraftwerke mit angeschlossener CO₂-Entsorgung)
- neue klimaverträgliche Treibstoffe auf der Basis erneuerbarer Quellen zu entwickeln und in das gesamte Energiesystem zu integrieren
- die verschiedenen zusätzlichen Komponenten durch ein intelligentes Management miteinander zu vernetzen und eine optimale Balance zwischen den verstärkt dezentralen Strukturen und den überregional zu vernetzenden Systemen – bis hin zu einem europäischen Verbund der Nutzung erneuerbarer Energien – zu finden.

Zusammenfassende Schlußfolgerungen für die langfristigen Entwicklungsnotwendigkeiten sind im nachfolgenden Exkurs dargestellt

Exkurs 2-2: Wesentliche Thesen zum Umbau der Energieversorgung in Richtung einer größeren Nachhaltigkeit (DLR 1999 mit Ergänzungen)

- Zwar entsprechen die dargestellten Szenarioergebnisse lediglich der Darstellung möglicher Kombination von Annahmen, dennoch liegt damit eine erste robuste Grundlage für die anstehenden energiepolitischen Richtungsentscheidungen vor. Das wesentliche Ergebnis stellt sich wie folgt dar: Werden die langfristigen Leitziele - 80%ige CO₂-Minderung bis 2050 und Umsetzung des Ausstiegskonsens - akzeptiert, dann ist der Handlungsrahmen für die Energiepolitik und die Akteure in der Energiewirtschaft heute bereits eindeutig abgesteckt. Die zukünftige Entwicklung des Energiesystem und die erforderlichen Prioritätensetzungen sind dadurch nicht mehr beliebig offen, sondern sie müssen prinzipiell auf drei Säulen aufbauen: Auf der forcierten rationellen Energienutzung (REN) so weit wie technisch möglich und wirtschaftlich sinnvoll, auf der wesentlich effizienteren Stromerzeugung durch Kraft-Wärme/Kälte-Koppelung (KWK/K) und auf der zügigen Markteinführung von erneuerbaren Energien. Ihre Gewichtung und die zeitlich zweckmäßigste Abfolge und Verzahnung sind jedoch für jeden der Teilmärkte (Strom, Wärme, Mobilität) unterschiedlich zu sehen. Energiepolitik auf Bundes-, Landes- und Kommunalebene kann sich dabei nicht auf eine Moderatorenrolle der marktwirtschaftlichen Prozesse beschränken. Intelligente Regulierung durch ökologisch-ökonomische Leitplanken und ein aktiver und zugleich aktivierender Staat sind unabdingbare Voraussetzungen dafür, dass sich die technischen Innovationen, die Märkte und der Wettbewerb im Energiesystem richtungssicher zur Nachhaltigkeit hin entwickeln.
- Klimaschutz und Risikominimierung erfordern in den nächsten Jahrzehnten deutliche strukturelle Veränderungen in der Energiewirtschaft - und zwar zeitlich vorrangig im Bereich der Stromerzeugung und -versorgung - die heute einzuleiten sind und die in gegenseitiger zeitlicher Abstimmung erfolgen müssen.
- Die Strukturveränderungen im Strombereich sind kurz- und mittelfristig vor allem durch verstärkte Stromeinsparanstrengungen, einem Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung und einer verstärkten Nutzung von Erdgas gekennzeichnet (Etappe 1); langfristig aber durch den Ausbau erneuerbarer Energien (Etappe 2).
- Zwischen 2030 und 2050 können erneuerbare Energien zur wichtigsten Quelle für die Stromerzeugung werden. Neben der Nutzung heimischer erneuerbarer Energiequellen gewinnt dabei auch der Stromimport aus erneuerbaren Quellen zusehends an Bedeutung.
- Die Umstrukturierung des Wärmesektors findet langsamer statt, sie bringt jedoch längerfristig ebenfalls erhebliche Veränderungen mit sich, insbesondere muss eine weitgehende energetische Altbausanierung und ein verstärkter Bau solarangepasster Gebäude stattfinden. Kennzeichen einer zukünftigen Wärmeversorgung werden auch Nahwärmeversorgungen unterschiedlicher Größe sein, die eine gesicherte Wärmever-

sorgung aus verschiedenen Quellen erneuerbarer Energien hauptsächlich in Verbindung mit Erdgas gewährleisten. Einzelheizungen werden an Bedeutung verlieren. Die gegenseitige Anpassung und zweckmäßige Verzahnung dieser Teilentwicklungen ist von großer Bedeutung für ein effektives Eindringen erneuerbarer Energien in den Wärmebereich als auch in den Prozesswärmebereich.

- Eine Nutzung erneuerbarer Kraftstoffe (Methanol, Wasserstoff) in größerem Umfang setzt etablierte Nutzungsstrukturen erneuerbarer Energien in den Strom- und Wärmeversorgungen, sowie größere Mengen kostengünstigen Stroms aus erneuerbaren Energien (z.B. für Elektrolyse) voraus. Dadurch ist die zeitliche Abfolge der Entwicklungsschritte im wesentlichen festgelegt.
- Die langfristig einsetzbare Wasserstoffoption stellt sicher, dass mit ihr auch bei sehr großen Anteilen erneuerbarer Energien die großen technischen Potenziale der Strahlungsenergie orts- und zeitungebunden genutzt werden können. Sie erlaubt sowohl eine weitgehende Versorgung des Verkehrssektors mit erneuerbaren Energien als auch auf lange Sicht eine vollständige Deckung des Wärme- und Strombedarfs auf der Basis erneuerbarer Energien. Die vermutlich auf längere Sicht entstehende Grenzen bei der direkten Wärmeversorgung mit erneuerbaren Energien (im wesentlichen ist hier bei begrenzten Biomassepotenzialen nur eine Versorgung mit Niedertemperaturwärme möglich) und bei der direkten Stromversorgung (steigender fluktuierender Anteil) können mittels Wasserstoff aufgehoben werden. Diese Notwendigkeit dürfte sich allerdings in größerem Ausmaß erst bei Anteilen erneuerbarer Energien > 60% bzw. CO₂ – Emissionen < 30% des heutigen Wertes ergeben. Wasserstoff wird somit zu früheren Zeitpunkten nur über die Nachfrage nach neuen Kraftstoffen Märkte finden können.
- Eine Verdopplung des Anteils erneuerbarer Energien sowohl im Strom- wie im Wärmemarkt bis zum Jahr 2010 ist Minimalvoraussetzung und wichtiger Meilenstein, um die längerfristigen Anforderungen an eine nachhaltige Energieversorgung hinsichtlich Klimaschutz, Ressourcenschonung und Risikominimierung zeitgerecht erfüllen zu können.
- Der Aufbau selbsttragender heimischer Märkte schafft auch die notwendigen Voraussetzungen, um mittels Export und Technologietransfer einen maßgeblichen Beitrag zu einer klimaverträglichen globalen Energieversorgung leisten zu können. Er sichert gleichzeitig eine aussichtsreiche Teilnahme an den wachsenden globalen Märkten für Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien.

Die Szenarioanalysen haben gezeigt, dass heute nicht die technischen Optionen fehlen, wesentliche Schritte in die Richtung einer nachhaltigen Entwicklung der Energieversorgung zu gehen, wohl aber der konsequente Willen zur Umsetzung fehlt. Verantwortlich dafür sind nur zum Teil die von einigen Akteuren immer noch angeführten Ungewissheiten über zukünftige Entwicklungen und über die zu erwartenden Größe der Naturschranken und ihre mögliche Überschreitung. Für zukunftsorientierte Richtungsentscheidungen absolute Gewissheit vorauszusetzen und eine zielgenaue Landung zu verlangen, ist ein Widerspruch in sich, führt zu Attentismus und widerspricht dem Vorsorge- und Versicherungs-

prinzip. In der Umwelt- und Klimapolitik liegt zwar noch kein gesichertes Wissen über alle Rückkopplungen und regionalen Auswirkungen (z. B. von Klimawirkungen) vor, aber wir wissen bereits genug, um vorsorgend und richtungssicher zu handeln (vgl. neuer IPCC-Bericht). In diesem Sinne ist auch das von der Bundesregierung bereits früh gesetzte Ziel zu verstehen, die CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2005 um 25% (gegenüber dem Niveau des Jahres 1990) zu reduzieren. Die Einhaltung dieses Ziels ist zwar weiterhin wünschenswert, erscheint aber angesichts der vorliegenden Szenarioergebnisse zunehmend ungewiss. Ob es zu einer Revision bzw. einer Modifikation der Zielsetzung kommen muss, wird von den Erfolgen der gerade im aktuellen Klimaschutzprogramm der Bundesregierung aufgeführten Maßnahmen abhängen. In jedem Fall wären zur Zielerreichung aufgrund der nur noch verbleibenden wenigen Jahre eine Vielzahl von zum Teil sehr ambitionierten Maßnahmen notwendig. Viel wichtiger als diese „Punktladung“ der deutschen Klimapolitik bei einer 25% Minderung bis 2005 wird es sein, eine kontinuierliche Innovationsdynamik in Richtung einer Effizienz- und Solarenergiewirtschaft in Gang zu setzen, um die langfristig notwendige CO₂-Minderung von 50% (2030) und schließlich 80% (bis 2050) zu erreichen. Ihr sollten die eigentlichen Anstrengungen gelten.

Mit dem Einschwenken auf den Nachhaltigkeitspfad sind eine Vielzahl von Veränderungen verbunden, die nur durch außerordentliche Anstrengungen realisiert werden können. Dies soll nicht bedeuten, dass eine derartige Entwicklung unter Berücksichtigung der energiepolitischen Realitäten nicht möglich ist. Bereits mittelfristig dürften im Gegenteil mit einem frühen und konsequenten Einschwenken auf diese Entwicklung beträchtliche ökonomische und soziale Vorteile für eine Volkswirtschaft verbunden sein. Es muss aber darauf hingewiesen werden, dass sich eine derartige Entwicklung nicht von alleine einstellen wird. Während die wesentlichen, das Energiesystem tragenden Entscheidungen, heute von nur wenigen Akteuren getroffen werden⁹, sind für die Umsetzung der hier adressierten strategischen Elemente eine große Zahl von Akteuren zu mobilisieren. Nicht zuletzt geht es bei der rationellen Energieanwendung um die Realisierung zahlreicher für sich genommen möglicherweise relativ kleiner, in der Summe aber sehr großer Potenziale. Gleiches gilt auch für die verstärkte Nutzung innovativer Technologien auf der Seite der Energiebereitstellung, die in wachsendem Ausmaß dezentralen Charakter aufweisen (z. B. Brennstoffzellen, Mikrogasturbinen). Hierdurch entstehen ganz neue Anforderungen an die zur Unterstützung des Prozesses notwendigen energiepolitischen Instrumentarien. Dabei wird aber nicht nur zu berücksichtigen sein, dass die Anzahl der Akteure höher ist als früher, sondern auch dass es sich ob der unterschiedlichen gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Einbindung um eine stark heterogene Interessensvielfalt handelt, die durch eine vorausschauende Energiepolitik in einer möglichst gebündelten Form (bezogen auf die Basiszielsetzung: Etablierung einer nachhaltigeren Art der Energieversorgung) auszurichten sein wird.

⁹ Im Zuge des durch die Liberalisierung der Energiemärkte ausgelösten Fusionsprozesses hat sich dieser Aspekt noch verschärft.

3 Vom Status Quo zum Nachhaltigkeitsszenario (Eckpunkte)

Aus den bis heute vorliegenden Szenarioanalysen lassen sich zwar bereits zahlreiche robuste Handlungserfordernisse für die nächsten Jahrzehnte ableiten, die auf dem Weg zu einer nachhaltigen Energienutzung und –versorgung erfüllt werden müssen (vg. Kapitel 2.4). Eine konsistente und die aktuellen Rahmenbedingungen (z. B. Liberalisierung der Energiemärkte, Bevölkerungsrückgang) aufgreifende Beschreibung der Entwicklungsmöglichkeiten im Sinne der Kriterien einer nachhaltigen Entwicklung, wie sie in Kapitel 1 definiert sind, liegt aber derzeit nicht vor. Auf der Basis der mit den vorliegenden Szenarioanalysen gemachten Erfahrungen, soll dies im Rahmen dieser Untersuchung geleistet werden. Dabei geht es aber nicht nur um die Entwicklung eines Nachhaltigkeitsszenarios, also eines differenzierten Blickes in die Zukunft, sondern um die vergleichende Betrachtung dieses Entwicklungspfades mit anderen, alternativen Optionen (Szenarien „Status Quo“ und „Effizienz“).

In diesem Kapitel werden zunächst die Grundzüge des Nachhaltigkeitsszenarios und der Bezugs- und Vergleichsszenarien dargestellt. Dies betrifft die Rahmendaten, die grundsätzliche Szenariophilosophie, die methodische Vorgehensweise bei der Szenarioentwicklung, die wesentlichen, die unterschiedlichen Entwicklungspfade beschreibenden Elemente sowie die charakteristischen (quantitativen) Kenngrößen. Eine detaillierte Beschreibung der mit diesen Szenarien verbundenen Veränderungsprozesse ist Aufgabe von Kapitel 4.

3.1 Rahmendaten

Die Entwicklung des Energiesystems wird neben technischen Entwicklungen und energiepolitischen Vorgaben vor allem auch von vielfältigen Rahmenbedingungen bestimmt. Zu den entscheidenden Einflussgrößen für die Entwicklung der Nachfrage nach Energiedienstleistungen gehören vor allem

- die Bevölkerungsentwicklung,
- die Wirtschaftsentwicklung (in aller Regel ausgedrückt durch das Bruttoinlandprodukt (BIP)) insgesamt und zu erwartende Strukturveränderungen,
- die Entwicklung der Energieträgerpreise und
- zentrale abgeleitete Größen (z. B. Entwicklung der Verkehrsleistung).

Im Rahmen dieser Untersuchung erfolgt keine eigenständige Abschätzung der wesentlichen Kenngrößen, sondern eine Orientierung am Analyseraster der Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ (EK Analyseraster 2001). Dies stellt zugleich die Vergleichbarkeit der hier erzielten Szenarioergebnisse mit denjenigen der Enquête-Kommission, die zeitlich parallel zu der hier laufenden Bearbeitung entwickelt werden, sicher.

3.1.1 Entwicklung der Bevölkerung

Nach den Abschätzungen der Enquête-Kommission geht die Bevölkerung in Deutschland von heute rund 82 Mio. Menschen auf knapp 68 Mio. Menschen im Jahr 2050 zurück. Zudem verändert sich die Alterspyramide signifikant. Der Anteil der über 65-Jährigen nimmt in den nächsten fünf Dekaden von 13,1% heute auf mehr als 20% zu. Demgegenüber sinkt der Anteil der unter 19-Jährigen von heute 17,6% auf 10,7% im Jahr 2050 ab.

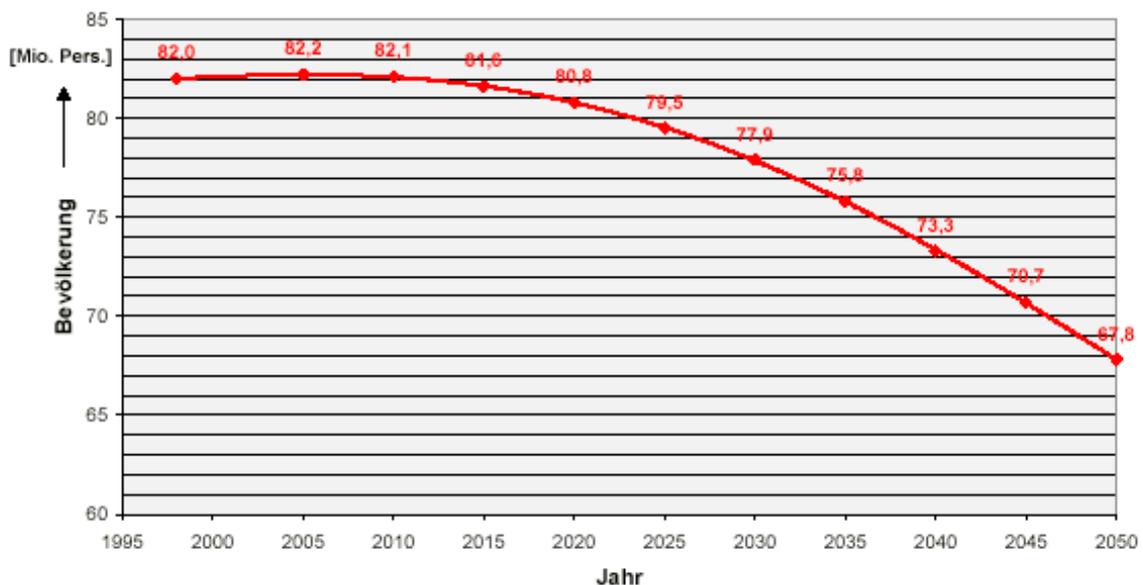


Abbildung 3-1: Entwicklung der Bevölkerung (EK Analyseraster 2001)

Der Rückgang der Bevölkerung setzt im Wesentlichen erst nach dem Jahr 2010 ein und beschleunigt sich dann zunehmend. Während die Abnahmequote zwischen 2010 und 2030 zunächst zwischen 0,2 und 0,3%/a liegt, erhöht sie sich in den nächsten beiden Jahrzehnten auf durchschnittlich 0,7%/a. Der maßgebliche Grund für die sinkende Bevölkerung ist in der Annahme einer gleichbleibend niedrigen Geburtsrate (1,4 Geburten je Frau) im betrachteten Zeitverlauf zu sehen. Dieser negative Trend kann auch durch eine weitere (stetige) Erhöhung der Lebenserwartung und signifikanten jährlichen Zuwanderungen nach Deutschland (die von zunächst 195.000/a im Zeitraum 2001 bis 2020 auf knapp 125.000/a zwischen 2040 und 2050 zurückgehen) nicht kompensiert werden. Die im Rahmen des Analyserasters dargestellte Entwicklung der Bevölkerung wird von verschiedenen Kommissionsmitgliedern kritisch gesehen. Diese gehen aufgrund verstärkter Zuwanderungen von einer insgesamt geringeren Abnahme der Wohnbevölkerung in Deutschland aus.

Diese Position wird gestützt durch die Migrationstudie der UN (UN 2000). Bereits in ihrer „mittleren“ Variante geht diese Studie für Deutschland von einer höheren Migration (Nettozuwanderung bis 2005 von 240.000/a und von 2005 bis 2050 von 200.000/a) im Vergleich zu der Enquete-Basisentwicklung aus. Die Bevölkerung weicht dadurch ab etwa 2030 von der Enquete-Variante ab und führt zu einer Bevölkerung von 76 Mio. in 2040 und 73 Mio. in 2050. Angesichts des generell wachsenden Migrationsdrucks dürfte diese Entwicklung nicht unwahrscheinlich sein.

Abgeleitet von der Entwicklung der Bevölkerung ist für die Anzahl der privaten Haushalte, aufgrund einer weiteren Verringerung der durchschnittlichen Haushaltsgröße, zunächst zwar - wie in den vergangenen Jahren - von einem weiteren Anstieg auszugehen. Mit 38,8 Mio. wird der Höchststand im Jahr 2020 erreicht. Die dann sinkende Bevölkerung lässt bezüglich der Haushaltsanzahl ein Absinken auf 33,7 Mio. im Jahr 2050 erwarten. Die durchschnittliche Haushaltsgröße sinkt im Zeitverlauf von 2,19 Personen/Haushalt heute auf rund 2,01 Personen/Haushalt im Jahr 2050.

Eine der wesentlichen, den Energieeinsatz bestimmenden Größen stellt die Entwicklung der Verkehrsleistung dar. Sie leitet sich bezogen auf die Personenverkehrsleistung direkt aus der unterstellten Bevölkerungsentwicklung ab, wird zudem aber sehr stark auch von den Mobilitätsbedürfnissen der privaten Verbraucher bestimmt. Im Analyseraster wird davon ausgegangen, dass die Verkehrsleistung pro Kopf – entsprechend der in der Vergangenheit gemachten Erfahrungen – zunächst weiter zunehmen wird, langfristig aber durch Sättigungstendenzen gebremst wird. Die Durchschnittsgeschwindigkeiten und damit auch die bei gleichem Zeitaufwand realisierbare Wegstrecke steigen ebenso an, wie der Freizeitverkehr als zusätzlicher Bedarfsfaktor weiter an Bedeutung gewinnt. Die Personenverkehrsleistung steigt danach im Betrachtungszeitraum von heute rund 968 Mrd. Pkm bis zum Jahr 2020 auf etwa 1.138 Mrd. Pkm an, verbleibt dann über 10 Jahre auf diesem Niveau, um bis zum Jahr 2050 auf ca. 1.027 Mrd. Pkm abzusinken. Im gleichen Zeitraum steigt der persönliche Mobilitätsbedarf von jährlich 11.790 km pro Person auf 15.150 km pro Person an. Zwischen den Verkehrsträgern werden dabei unter Status Quo-Bedingungen nur geringfügige Veränderungen erwartet. Vor allem erhöht sich die Bedeutung des Luftverkehrs, dessen relativer Anteil im Betrachtungszeitraum von knapp 4% auf 6,2% ansteigt. Eine detaillierte Betrachtung des Sektors Verkehr findet sich in Kapitel 4.4.

3.1.2 Entwicklung der Wirtschaftsleistung

Für die gesamtwirtschaftliche Entwicklung wird im Analyseraster der Enquête-Kommission von einem Anstieg des Bruttoinlandproduktes (BIP) von 3.784 Mrd. DM₉₈ in 1998 auf 7.802 Mrd. DM₉₈ im Jahr 2050 ausgegangen (vgl. Abbildung 3-2). Dies entspricht innerhalb von 50 Jahren mehr als einer Verdopplung.

Die Abschätzung des Wirtschaftswachstums basiert auf einem insgesamt optimistischen Szenario. Das weltweite Handelsvolumen wächst, eine Abschottung einzelner Märkte erfolgt nicht. Beides stellt eine solide Basis für eine erfolgreiche Expansion auf den deutschen Exportmärkten dar. Darüber hinaus wird angenommen, dass das Investitionsklima in Deutschland gut ist, innovative Produktionstechnologien werden entwickelt und umgesetzt, die Lohnpolitik ist eher gemäßigt und orientiert sich am Produktivitätsfortschritt, die Konsolidierung der Staatshaushalte gelingt und eine Erhöhung der Neuverschuldungsquote wird vermieden, so dass ausreichend Möglichkeiten zur staatlichen Finanzierung von Infrastrukturaufwendungen bleiben.

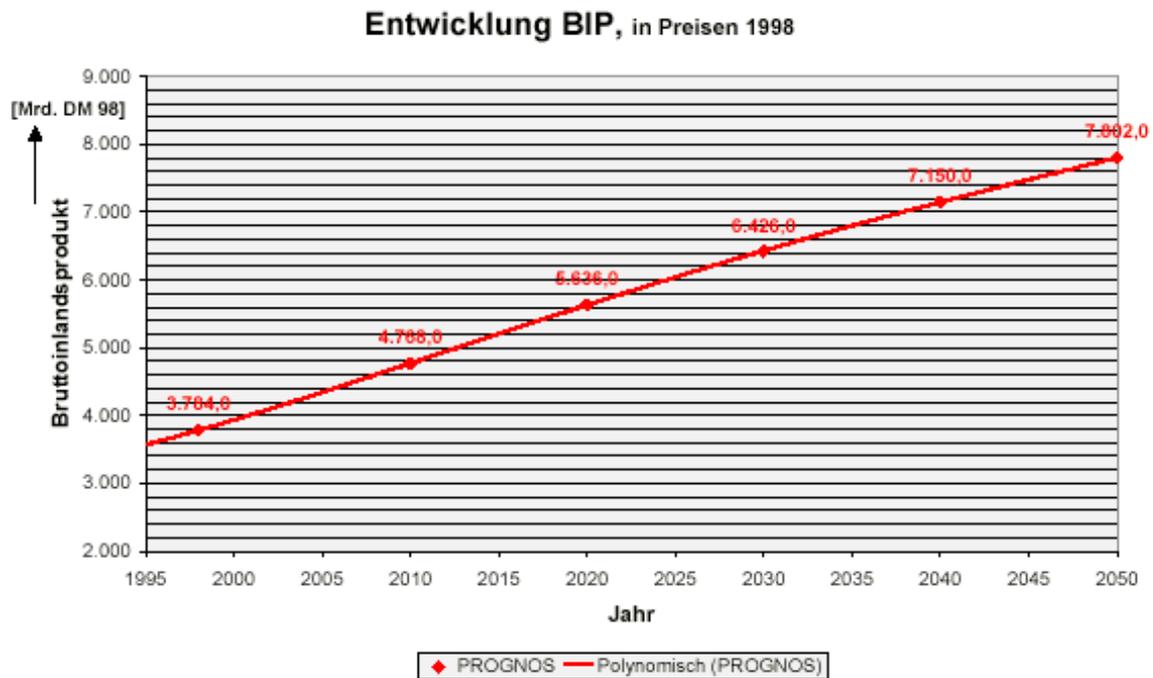


Abbildung 3-2: Entwicklung des Bruttoinlandproduktes in Preisen von 1998 (EK Analyseraster 2001)

Bezogen auf die einzelnen Sektoren sind die Wachstumserwartungen im Analyseraster durchaus unterschiedlich. Die Wirtschaftsleistung des verarbeitenden Gewerbes steigt von 770 Mrd. DM im Jahr 1998 (entsprechend 20,3% des gesamten BIP) um rund 126% auf 1.740 Mrd. DM im Jahr 2050 (entsprechend 22,3% des gesamten BIP) an. Während für den allgemeinen Maschinenbau beispielsweise eine überproportionale Erhöhung des BIP um 191,6% im Betrachtungszeitraum prognostiziert wird, fällt dieses für den Fahrzeugbau mit einem Zuwachs von knapp 118% deutlich geringer aus.

Im zeitlichen Verlauf entwickeln sich die prognostizierten Zuwachsraten bezüglich der Entwicklung von BIP und Arbeitsproduktivität unterschiedlich. Während über den gesamten Zeitraum von hohen Produktivitätssteigerungen zwischen knapp 1,7 und 2,0%/a ausgegangen wird, verlangsamt sich das Wachstum des BIP von durchschnittlich 1,9 /a in der ersten Dekade bis zum Ende des Betrachtungszeitraums auf nur noch knapp 1%/a.

Im Analyseraster ist damit eine, bezogen auf die Gesamtentwicklung, jährliche Zunahme von über den gesamten Zeitraum betrachtet von durchschnittlich 1,4%/a des BIP unterstellt worden. Die mag zwar zunächst moderat erscheinen, für den langen Zeitraum und die in der Zwischenzeit zu erwartenden Strukturveränderungen (vor allem Tertiarisierungstendenz) ist das Wachstum dennoch vergleichsweise hoch. Vor diesem Hintergrund kann der unterstellte Wachstumspfad kritisch gesehen werden. Insbesondere die hohe Steigerung des BSP pro Kopf von rund 1.500 DM im Zeitraum von fünf Dekaden ist unter Bezugnahme auf Vergangenheitsbetrachtungen und Analysen für andere Länder mit traditionell höheren Zuwachswerten als Deutschland (z. B. Schweiz und Schweden mit Größenordnungen von 900 DM pro Kopf) als vergleichsweise sehr hoch anzusehen. Gleichermäßen gilt dies für die unterstellte weitere Zunahme der Arbeitsproduktivität, die den Annahmen des Analyserasters zufolge schneller wachsen soll als in den letzten 50 Jahren. Angesichts eines im

Wesentlichen auf den Dienstleistungsbereich fixierten Wachstums ist dies zumindest in Frage zu stellen, da hier entsprechend des Charakters der Berufe (z. B. Pflege- und Sozialdienste, Beratungsberufe) erfahrungsgemäß deutlich geringere Steigerungen der Arbeitsproduktivität realisierbar sind als in den relevanten Wachstumssektoren des produzierenden Gewerbes in den letzten Jahrzehnten.

Eine Überschätzung der Wirtschaftsentwicklung führt zu einer erhöhten Nachfrage nach Energiedienstleistungen. Bezüglich der im Rahmen dieser Untersuchung relevanten Frage, ob und wie eine nachhaltige Energieversorgung realisiert werden kann, sind die Ansprüche damit von Anfang an hoch gesteckt, womit man sich auf der sicheren Seite bewegt.

3.1.3 Entwicklung der Energieträgerpreise

Die Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ geht von einer insgesamt moderaten Energieträgerpreisentwicklung mit zumeist linearen Anstiegen aus. Abbildung 3-3 stellt dies am Beispiel der Rohölpreise dar, die sich an Abschätzungen der Internationalen Energie Agentur (IEA) für die Importpreisbasis des Jahres 1999 orientieren. Im Rahmen der vorgegebenen Entwicklung wird der vergleichsweise sehr starke Anstieg der Marktpreise im Jahr 2000 als Ausreißer betrachtet und der lineare Anstieg ausgehend vom Niveau des Jahres 1999 angesetzt.

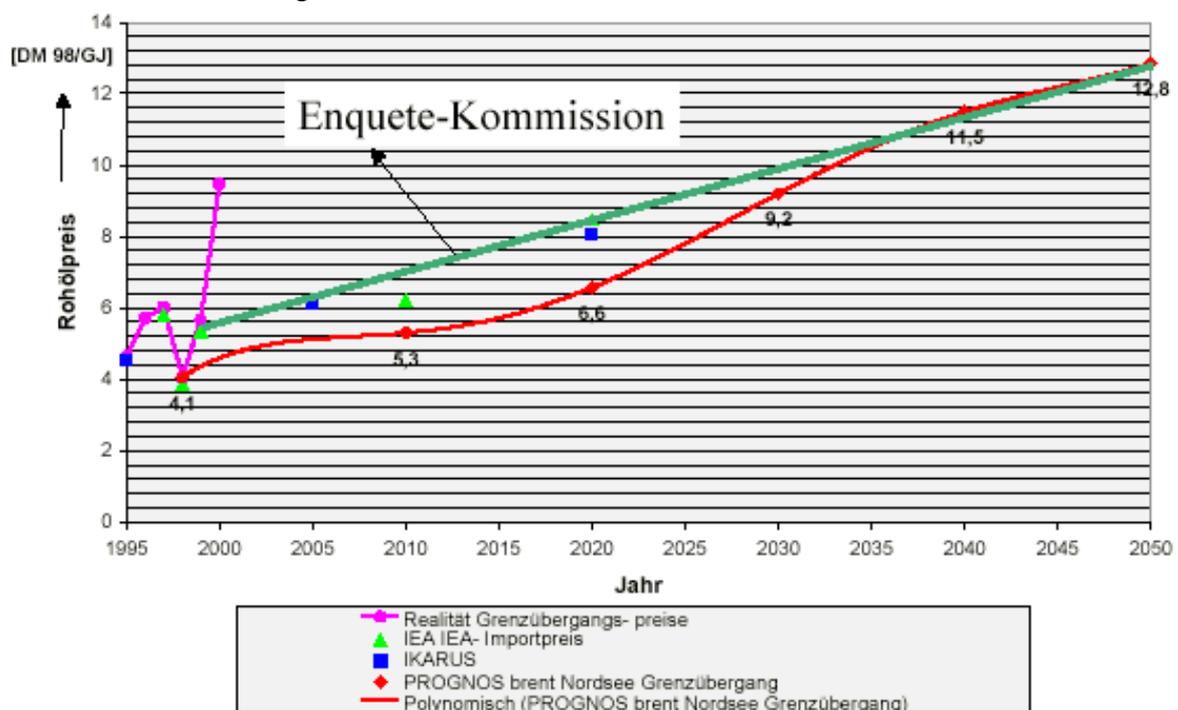


Abbildung 3-3: Entwicklung der Rohölpreise (EK Analyseraster 2001)

Nach Abbildung 3-3 erhöht sich der Rohölpreis in den nächsten fünf Dekaden um rund 134% bzw. ca. 1,7%/a. Dieser Preisentwicklung liegt die Annahme zugrunde, dass der sogenannte depletion mid-point, d. h. der Zeitpunkt an dem das Gesamtpotenzial der Erdölreserven zu 50% ausgeschöpft ist, nach 2020 erreicht wird, wodurch die Produktion sukzessive zurückgeht. Der hierdurch zu erwartende preissteigernde Effekt wird allerdings

überlagert durch negative Preistrends infolge einer zunehmenden Begrenzung der Nachfrage (durch ein auch im Trend weltweit zunehmend energiesparendes Verhalten, was nicht zuletzt durch den stärker werden den Druck die CO₂-Emissionen senken zu müssen, induziert wird), der Erweiterung der Angebotspalette durch das Erschließen nicht konventioneller Ölquellen (z. B. Ölsande) durch fortschrittliche Konversionstechnologien und die Entwicklung fortschrittlicherer und besserer Explorations- und Fördertechniken.

Der Rohölpreisentwicklung entsprechende lineare Anstiege sind auch für die Entwicklung der Erdgaspreise und der Steinkohleweltmarktpreise angenommen worden (vgl. Abbildung 3-4). Für den Erdgaspreis besteht traditionell eine Preiskopplung mit dem Rohöl auf den Märkten. Die im Vergleich zum Rohöl leicht höheren Zuwachsraten resultieren aus den langfristig erhöhten Aufwendungen für den Transport, die aufgrund des Anstiegs des aus Russland importierten Anteils des Erdgases im Verhältnis zu den innereuropäischen Lieferländern zu erwarten sind. Für Steinkohle werden hingegen nicht zuletzt wegen der hier deutlich größeren Reserven und der stärkeren Ausgewogenheit ihrer regionalen Verteilung geringere Preiserhöhungen erwartet. Mit Zuwachsraten von knapp 0,5%/a wird bis zum Jahr 2010 zunächst nur ein sehr langsames Ansteigen des spezifischen Preises angenommen, während für den Zeitraum von 2010 bis 2040 Wachstumsraten von 0,95%/a unterstellt werden.

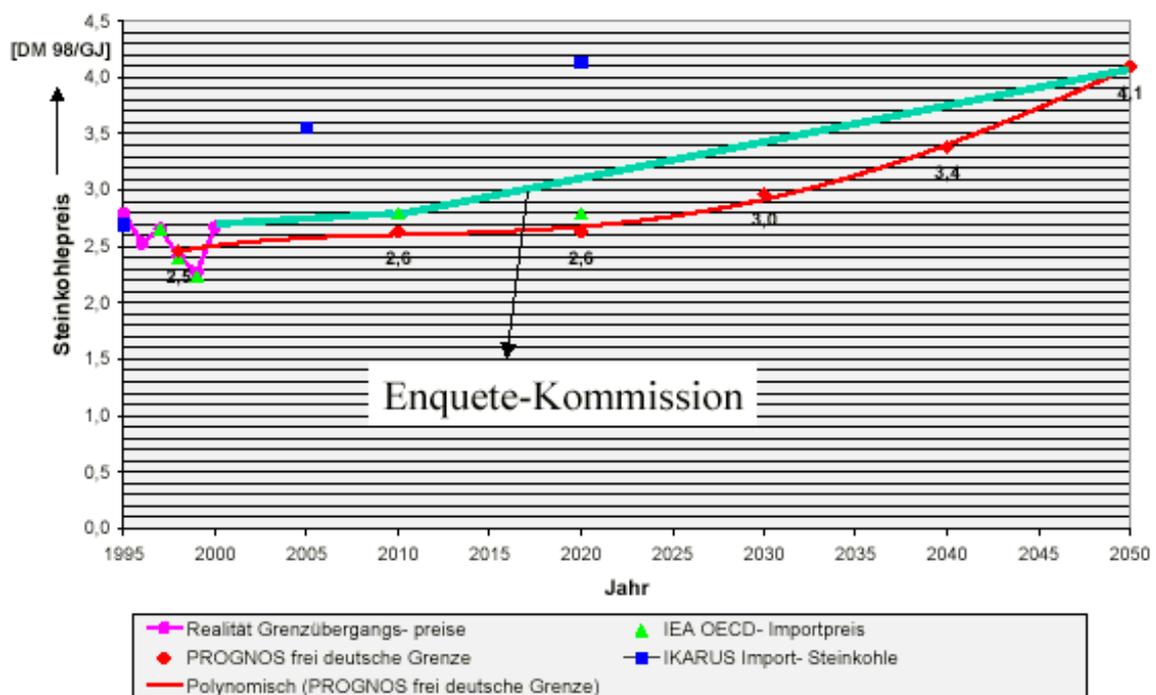


Abbildung 3-4a: Zeitliche Entwicklung der Erdgaspreise und der Steinkohle-Weltmarktpreise (EK Analyseraster 2001)

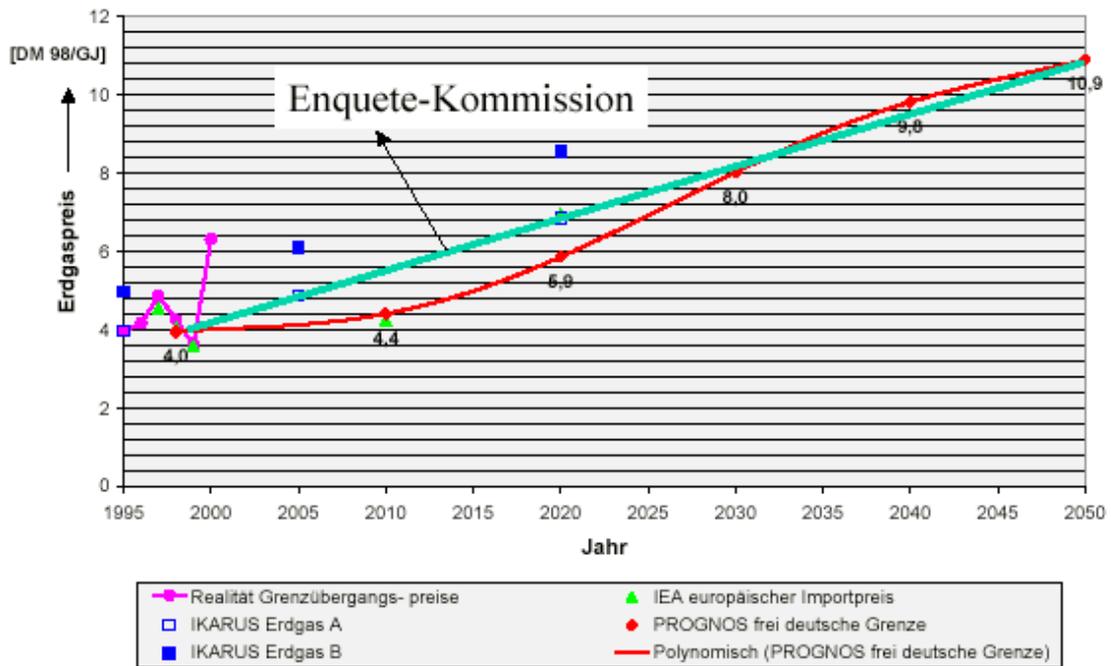


Abbildung 3-4b: Zeitliche Entwicklung der Erdgaspreise und der Steinkohle-Weltmarktpreise (EK Analyseraster 2001)

Die zeitliche Entwicklung der Preise der Energieträger auf den Weltmärkten hat erheblichen Einfluss auf die Verbraucherpreise für Energie im Inland, die darüber hinaus im starken Maße durch Verbrauchssteuern und Transportaufwendungen bestimmt werden. Insbesondere durch letztgenannte Faktoren erklären sich auch die großen Unterschiede zwischen den Verbraucherpreisen für Erdgas im Verbrauchsbereich Haushalte oder Industrie (vgl. Tabelle 3-1).

Tabelle 3-1: Entwicklung ausgewählter Energieträger nach Verbrauchergruppen (EK Analyseraster 2001)

VERBRAUCHERPREISE INDUSTRIE und KRAFTWERKE bzw. HAUSHALTE (o.MWST)						
Energiepreise	HEL-Ind DM/t Pr' 97 o.MWST	EG-Haushalte Pf/KWh Pr' 97 o.MWST	EG-Industrie Pf/g/KWh Pr' 97 o.MWST	EG-Kraftwerke Pf/g/KWh Pr' 97 o.MWST	Imp.-Steinkohle DM/t SKE Pr' 97 +Fracht	
1995	360,22	5,36	2,62	2,21	93,50	
1996	441,30	5,08	2,66	2,27	90,48	
1997	444,95	5,38	2,86	2,41	96,64	
1998	364,43	5,31	2,83	2,12	85,96	
2010	442,23	6,24	2,88	2,06	90,11	
2020	509,02	7,32	3,40	2,54	89,13	
2030	612,65	8,17	4,16	3,26	97,07	
2040	706,81	8,90	4,79	3,85	107,83	
2050	763,38	9,20	5,18	4,20	128,47	

In einer Studie der Arbeitsgemeinschaft DLR/ISI für das Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg werden derzeit die Auswirkungen höherer Energiepreisanstiege insbesondere auf die zukünftige Stromversorgung untersucht. Dabei wird aufgrund stärker wirksamer Verknapptungen mit Rohölpreisanstiegen bis 2050 auf 17 DM₉₈/GJ und von Erdgas auf 16,3 DM₉₈/GJ gerechnet, also um ca. 40% höher als die eher zurückhaltenden

Werte der Enquete-Kommission. Auch der Steinkohleeinfuhrpreis läge dann mit 5,3 DM₉₈/GJ um rund 30% über demjenigen der Enquete-Kommission. Da sich derartige Preisunterschiede insbesondere sehr sensibel auf Höhe und Zeitdauer der volkswirtschaftliche „Vorleistungen“ bei der Einführung von erneuerbaren Energien sowie in Bezug auf die Umsetzungsraten von Energieeinsparmaßnahmen auswirken, werden in Sensitivitätsrechnungen diese Effekte und die Auswirkungen auf förderpolitische Erfordernisse beispielhaft dargestellt.

3.2 Szenariophilosophie

In der Untersuchung werden auf der Basis der zuvor dargestellten Rahmendaten verschiedene mögliche Zukunftspfade aufgezeigt.

Das **Status Quo-Szenario** geht von einer Business as Usual Entwicklung aus. Es werden nur solche Maßnahmen zugrunde gelegt, deren Umsetzung heute bereits absehbar bzw. beschlossen ist. In diesem Sinne werden entsprechende Annahmen bezüglich der Weiterentwicklung bestehender Maßnahmen (z. B. Energieeinsparverordnung) gemacht. Spezifische Zielvorgaben (z. B. Erreichen bestimmter Klimaschutzziele) bestehen für diesen Entwicklungspfad aber nicht. Um eine Kompatibilität und Vergleichbarkeit der hier durchgeführten Arbeiten mit den parallel laufenden Arbeiten der Enquête-Kommission des Deutschen Bundestages „Nachhaltige Energieversorgung“ sicherstellen zu können, wird ergänzend zu den eigenen Annahmen für das Status-Quo-Szenario das Referenzszenario der Enquête-Kommission dargestellt.

Auch im **Effizienzscenario** werden keine konkreten Klimaschutzvorgaben gemacht, allerdings wird unterstellt, dass gegenüber Trendbedingungen im deutlich erhöhtem Umfang Effizienztechniken (sowohl nachfrage- als aber auch angebotsseitig, d. h. unter Einschluss der Nutzung der gekoppten Strom- und Wärmebereitstellung in KWK-Anlagen) zur Anwendung kommen. Dabei werden in erster Linie diejenigen Effizienzpotenziale der rationalen Energienutzung und –wandlung umgesetzt, die unter den gegebenen Bedingungen für die verschiedenen Energie nachfragenden Akteure wirtschaftlich realisiert werden können. Ihrer vollständigen Ausschöpfung stehen aber weiterhin (vor allem auch nicht wirtschaftliche) Hemmnisse gegenüber, die ohne die Durchführung von über den Status Quo hinausgehenden energiepolitischen Maßnahmen nicht überwunden werden können. Im Rahmen des Szenarios „Effizienz“ wird allerdings unterstellt, dass es bei der Realisierung von Maßnahmen mit vergleichsweise geringer Umsetzungsintensität (zum Begriff der Umsetzungsintensität vgl. nachfolgendes Kapitel) bleibt.

Im Effizienzscenario erfolgt über die forcierte Energieeinsparung hinaus auch ein gegenüber Status Quo-Bedingungen stärkerer Ausbau der erneuerbaren Energien, wobei in aller erster Linie diejenigen Optionen ausgeschöpft werden, die heute schon wirtschaftlich sind bzw. von denen in naher Zukunft ein Überschreiten der Wirtschaftlichkeitsschwelle zu erwarten ist.

Im **Nachhaltigkeitsszenario** wird schließlich ein Zukunftspfad beschrieben, der die maßgeblichen Ziele einer nachhaltigen Entwicklung des Energiesystems erfüllt. Dies gilt insbesondere für die Verminderung der Treibhausgasemissionen (Minderung der CO₂-Emissionen um 80% bis 2050 gegenüber 1990) als Leitindikator. Aber auch die weitergehenden Indikatoren und formulierten Zielsetzungen sollen hier soweit möglich betrachtet werden bzw. falls erforderlich zumindest mögliche Konflikte zwischen zwei Zielfeldern aufgezeigt werden.

Im Nachhaltigkeitsszenario wird im Vergleich zum Effizienzzenario unterstellt, dass zur beschleunigten und intensiveren Ausschöpfung der Effizienzpotenziale deutlich weitergehende Politikmaßnahmen mit höherer Umsetzungsintensität aufgegriffen werden. Durch die mit diesem Entwicklungspfad verbundenen Veränderungen kommt es bei den Verbrauchern zudem zu einem Bewusstseins- und Wertewandel, der vor allem durch das Aufheben von Motivationsblockaden, die Umsetzung der Effizienzpotenziale weiter erleichtert. Die insgesamt höhere Sensibilisierung der Verbraucher in Bezug auf die Nutzung von Energie führt zu einer zusätzlichen Erhöhung der Ausschöpfungsraten. Zudem fällt es leichter auch nicht-technische Maßnahmen umzusetzen. Hierzu gehört eine Veränderung des modal split (zu Gunsten der Bahn) ebenso wie z. B. eine Erhöhung des Besetzungs- und Ausnutzungsgrades im Bereich des Güterverkehrs.

Die hier durchgeführte Untersuchung muss sich – auch wenn andere Indikatoren betrachtet werden sollen – zwangsläufig auf die energiespezifischen Aspekte der Umsetzung einer Nachhaltigkeitsstrategie konzentrieren. Doch selbst dieser sind im Rahmen der Möglichkeiten Grenzen gesetzt. Dies gilt beispielhaft für die Abbildung von Dematerialisierungsbemühungen. Die genaue Erfassung von z. B. einer Verstärkung der Recyclinganstrengungen gegenüber dem Status Quo würde eine eigene detaillierte physische Modellierung der gesamten Industriestrukturen (inkl. vor- und nachgelagerter Prozessketten) erfordern. Dies ist hier nicht möglich, sondern aus pragmatischer Sicht auch im Nachhaltigkeitsszenario ein Bezug auf den Energiereport III (Prognos/EWI 1999) und damit eine Status Quo orientierte Abbildung der Perspektiven des industriellen Sektors notwendig. Gleichmaßen kann nur unzureichend auf die Wirkung der sukzessiven Markteinführung einzelner Schlüsseltechniken (aus energetischer Sichtweise) auf die vorgelagerten Industriestrukturen und den damit wiederum verbundenen Energieaufwand eingegangen werden. Dies betrifft zum Beispiel den Ausbau der photovoltaischen Stromerzeugung mit dem damit verbundenen erhöhten Materialaufwand oder die Einführung neuer Fahrzeuge in Leichtmetallbauweise mit den hiermit verbundenen Verschiebungen in der industriellen Vorleistungskette.

3.3 Step by Step Entwicklung von Szenarien

Zur Annäherung an das Nachhaltigkeitsszenario und hinsichtlich der Bewertung der mit der Umsetzung der verschiedenen Zukunftspfade verbundenen Anstrengungen erscheint es sinnvoll, zunächst spezifische Bausteine für Effizienz- und Nachhaltigkeitsszenarien zu

spezifizieren. Sie sollen dazu dienen, belastbar aufzuzeigen, wie man sich der Vision einer nachhaltigen Energiewirtschaft schrittweise technisch und strukturell, aber vor allem auch durch steigende Anforderungen an die Umsetzung energiepolitischer Maßnahmen annähern kann. In Anlehnung an frühere Untersuchungen der Auftragnehmer wird im letztgenannten Zusammenhang der Begriff der Umsetzungsintensität verwendet, der als ein Maßstab für die Tiefe und Breite der erforderlichen Veränderungen sowie die Intensität der diesen entgegenstehenden Hemmnissen verstanden werden kann (Wuppertal Institut 2000). Die Umsetzungsintensität steigt in den Szenariobausteinen von moderat (Bausteine I), engagiert (Baustein II) bis anspruchsvoll (Baustein III).

Zur Verdeutlichung der Methodik und aus Gründen der Übersicht wird im Folgenden nur von drei maßgeblichen Bausteinen gesprochen (Baustein I, II und III), obwohl diesen weitere Detailbausteine zugrunde liegen. Das Bausteinkonzept eignet sich dabei vor allem auch dazu, durch das iterative Kombinieren der einzelnen Elemente aufzuzeigen, ob und ggf. wo bei der Erfüllung der vorgegebenen Minderungsziele noch Freiheitsgrade und Auswahlmöglichkeiten bestehen.

In den Szenario-Bausteinen sind zum einen Maßnahmen gebündelt, die eher der Nachfrageseite zuzuordnen sind (Nachfrage I und II) und zum anderen Maßnahmen, die primär auf der Angebotsseite wirksam sind (Angebot I bis III). Insgesamt werden also fünf Bausteine (zwei Nachfragebausteine und drei Angebotsvarianten) voneinander unterschieden. Die vollständige Trennung der Nachfrage- und Angebotsseite ist allerdings nur scheinbar. Bei der Konzeption der verschiedenen Bausteine ist bereits auf ein hohes Maß an Kompatibilität zu achten. So stehen beispielsweise gute dezentrale Systeme der Wärmebereitstellung (z. B. Brennwertkessel, Gas-Wärmepumpen), die unter Effizienzgesichtspunkten auf der Nachfrageseite Verwendung finden sollen, in Konkurrenz zu Nahwärmelösungen, welche für einen verstärkten Einsatz von Solar- und Geothermie letztlich unabdingbar sind und hier der Angebotsseite zugeordnet werden. Zwischen den verschiedenen nachfrage- und angebotsseitigen Bausteinen sind deshalb von vornherein sinnvolle Kompromisse zu finden. Weitere Wechselwirkungen resultieren aus den erforderlichen ökonomischen Betrachtungen. Steigen angebotsseitig beispielsweise die Stromgestehungskosten, führt dies auf der Nachfrageseite zu einer beschleunigten Umsetzung von Effizienzpotenzialen.

Die wechselseitige Kombination der Bausteine ermöglicht einen Blick auf das Gesamtsystem. Im Sinne der durch den Auftraggeber vorgegebenen Anforderung an die Konzeption der zu betrachtenden Szenarien, sind bestimmte Bausteinkombinationen hervorzuheben. Die Kombination Nachfrage II und Angebot II etwa führt zu einer etwa 80%igen Minderung der CO₂-Emissionen und kann daher als Nachhaltigkeitsszenario definiert werden. Dagegen bildet sich das geforderte Effizienzzenario aus der Kombination Nachfrage I und Angebot I.

Alle weiteren Bausteinkombination dienen dem Illustrieren von Zwischenschritten (Nachfrage I und Angebot II) oder von weitergehenden Entwicklungsschritten. So kommt die Kombination Nachfrage II und Angebot III dem Idealbild der Energiewirtschaft bereits

sehr nahe, wie sie sich am Ende dieses Jahrhunderts präsentieren könnte. Führt man beide Stränge weiter in Richtung der Bausteine „Vision“, so lässt sich eine hocheffiziente Energieanwendung, die möglicherweise verbunden ist mit anderen, positiv auf die Energienachfrage wirkenden Lebensstilen (z. B. verstärkter Kauf regionaler Produkte, Verringerung des Fleischkonsums), mit einem zu 100% auf erneuerbaren Energien aufbauenden Energieangebotssystem verknüpfen. Die hier beschriebene Methodik ist damit darauf ausgerichtet mit sicher engagierten aber „realistischen“ Szenarien unter Berücksichtigung ihrer Umsetzungserfordernisse die Vision einer nachhaltigen Energiewirtschaft glaubhaft abzuleiten und darzustellen.

Nachfolgende Abbildung zeigt die hier verwendete Szenariokonzeption noch einmal in der Übersicht. Eine stichpunktartige Beschreibung der den Bausteinen zugrunde liegenden Elemente und Maßnahmen ist nachfolgend ebenso aufgeführt. Die einzelnen in den Bausteinen einbezogenen Optionen basieren dabei auf der Auswertung der bestehenden Kurz- und Mittel- sowie Langfristszenarien (vgl. Kapitel 2.4). Damit wird ein Teil der Szenarioergebnisse, die in Kapitel 3.4 und vor allem 4 bis 8 detailliert beschrieben werden, hier bereits vorweggenommen.

In der Abbildung ist daher bereits versucht worden wichtige Kenngrößen abzuschätzen. Nachfrageseitig ist der bis zum Zieljahr 2050 zu erwartende Rückgang des Endenergieverbrauchs aufgeführt, während angebotsseitig für den gleichen Zeitraum der Anteil erneuerbarer Energien und die resultierende CO₂-Minderung gegenüber dem Ausgangsjahr 1990 dargestellt sind.

Szenarienkonzeption

Bausteine für Effizienz- und Nachhaltigkeitsszenarien

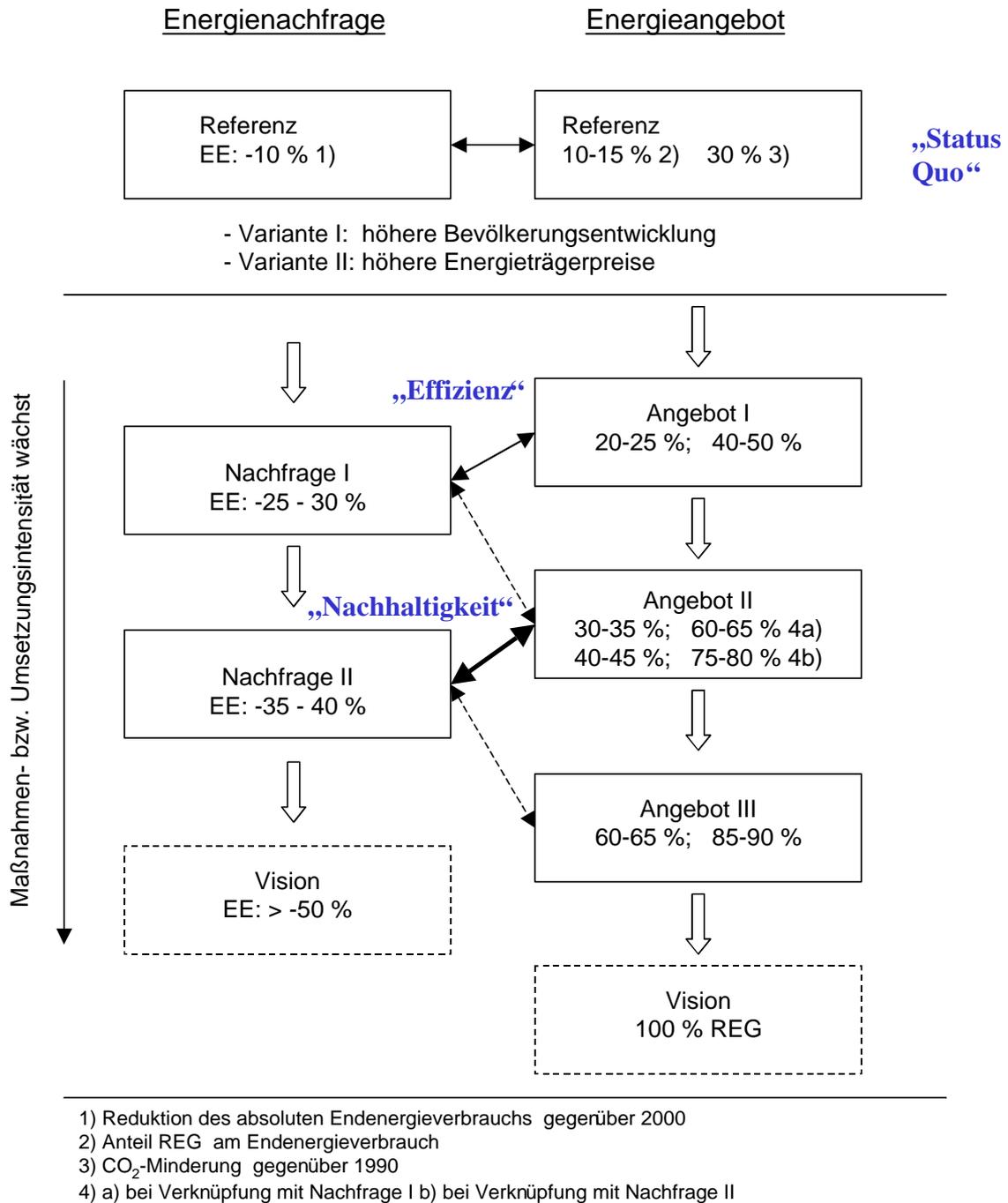


Abbildung 3-5: Aufgliederung der in der Untersuchung betrachteten Szenarien/Szenariobausteine

Detailierung der Szenarien Nachfrageseite:

Die im weiteren angegebenen Zahlenwerte sind als vorläufige Ergebnisse der Szenarioberechnungen (Status 2. Zwischenbericht) zu verstehen, die sich dementsprechend im Verlauf der Bearbeitung noch ändern können. Allerdings zeigen sie bereits die relevanten Größenordnungen richtungssicher genug an.

Nachfrage Status Quo:

Prämisse: trendgemäßer Einsatz moderner Technologien mit hoher Energieeffizienz (Trendsparen).

Nachfrage I:

Prämisse: Umsetzung von Energieeinsparmaßnahmen auf der Basis von Politikmaßnahmen mit moderater Umsetzungsintensität: kostenorientierte Ausschöpfung der Einsparpotenziale, keine oder nur geringe strukturverändernde Maßnahmen (z. B. Erhöhung der Sanierungsrate Gebäudebestand, Einführung neuer Treibstoffe), dadurch insgesamt gegenüber Status Quo verstärkter Einsatz moderner Technologien mit hoher Energieeffizienz, z. B.:

- Umsetzung von Energieeinsparmaßnahmen mit moderater Umsetzungsintensität (z. B. Stromeinsparbeitrag von bis zu 45 TWh/a gegenüber Status Quo Entwicklung hält die Stromnachfrage bis 2030 etwa auf dem heutigen Niveau und begrenzt deren Anstieg in der Folgezeit).

Zentrale Instrumente mit geringer Eingriffstiefe sind z. B.: verstärkte Förderprogramme zur Stromeinsparung in allen Sektoren sowie zur Umrüstung von Elektronacht-speicherheizungen und von elektrischer Warmwasserbereitung, einhergehend mit der Vermeidung von Neuanschlüssen von Nachtspeicherheizungen im Rahmen der Energieeinsparverordnung, Aktivitäten zum Energielabelling, Förderung von Contracting und Energiedienstleistungen, gemeinschaftliche Beschaffung, „RAVEL-Programm“, Programm zur Energieeffizienz im öffentlichen Beschaffungswesen und Gebäudemanagement, Vereinbarungen mit Herstellern und Handel zur drastischen Verringerung insbesondere der Stand-by-Verbräuche von Haushalts- und Bürogeräten z. B. durch Verwendung von Stromsparboxen sowie die Verpflichtung der Industrie zur Durchführung von Energieeffizienzanalysen.

- Erhöhung der Sanierungsrate (gemeint ist hier die Rate der energetischen Sanierung der Gebäude, die in die allgemeine Gebäudesanierung eingeschlossen ist) im Gebäudebestand von derzeit rund 0,5%/a auf 1,5%/a. Durch diese und weitere Maßnahmen (Informationsprogramme, Zuschussförderung, Energiepass) reduziert sich der Nutzenergiebedarf im Gebäudebereich (Haushalte) bis zum Jahr 2050 um bis zu 33%. Zusätzlich verstärkter Einsatz effizienter Heizungstechniken (z. B. Gas-Wärmepumpen und Kleinstbrennstoffzellen). Die erforderlichen Anreize bereitstellenden Maßnahmen sind

hier z. B. eine verstärkte Mineralölbesteuerung im Rahmen der ökologischen Steuerreform sowie spezifische Förder- oder Kreditprogramme.

- Steigerung der Effizienz der Fahrzeuge und des Verkehrsablaufs (ohne eine Änderung der Fahrzeugleistung wird diese mit weniger CO₂-Emissionen bewerkstelligt: Annahme Flottenverbrauch 7,5 l/100 km in 2010 und 5 l/100 km in 2030; im Vergleich dazu beträgt der Flottenverbrauch heute rund 9,2 l/100 km). Hierdurch wird der trendgemäße Anstieg der verkehrsbedingten CO₂-Emissionen gebremst. Maßnahmen: moderate Vorgaben für Flottenverbrauchsstandards, moderate Erhöhung der Kraftstoffkosten, Informationsprogramme für eine kraftstoffmindernde Fahrweise). Moderate Einführung insbesondere von Erdgas (im Gegensatz zu anderen alternativen Treibstoffen erfordert der verstärkte Erdgaseinsatz nur geringe strukturverändernde Maßnahmen) als zusätzlichen klimaverträglicheren Treibstoff und Verwendung von Brennstoffzellen als neue Antriebskonzepte.

Nachfrage II:

Prämisse: Umsetzung von Energieeinsparmaßnahmen auf der Basis von Politikmaßnahmen mit moderater bis mittlerer Umsetzungsintensität: weiterhin kostenorientierte Ausschöpfung der Einsparpotenziale bei allerdings jetzt erhöhten (politikgetriebenen) Umsetzungsmöglichkeiten (hierdurch ist z. B. eine deutliche Erhöhung der Sanierungsrate im Gebäudebestand und Veränderung des modal split zu Gunsten der Bahn im Individualverkehr möglich, die nicht nur durch Kostenaspekte bestimmt werden), dadurch insgesamt gegenüber Status Quo Bedingungen deutlich verstärkter Einsatz moderner Technologien mit hoher Energieeffizienz und weitgehende Umsetzung der Potenziale, z. B.:

- Umsetzung von Energieeinsparmaßnahmen mit mittlerer Umsetzungsintensität. Der hierdurch bis zum Jahr 2030 erreichbare Stromeinsparbeitrag von mehr als 105 TWh gegenüber Trendentwicklung führt zu einem signifikanten Rückgang der Stromnachfrage (unterhalb des heutigen Niveaus). Gegenüber dem Baustein I entspricht dies mehr als einer Verdopplung der Ausgeschöpfungsrate der Stromeinsparoptionen, was weitergehende Maßnahmen mit höherer Umsetzungsintensität notwendig macht.

Politische Instrumente mit ausreichender Eingriffstiefe umfassen vor allem eine EU-Rahmenrichtlinie und/oder Vereinbarungen mit Herstellern und Handel zu Verbrauchsstandards von Elektrogroßgeräten und Anlagen auch im Nichtwohnbereich, die Weiterentwicklung der Energieeinsparverordnung sowie intensive Informationsprogramme in allen Sektoren, Förderung durch einen gut ausgestatteten Effizienzfonds oder die Verpflichtung der Energiewirtschaft, 1% pro Jahr durch geeignete Maßnahmen einzusparen.

- Erhöhung der Sanierungsrate im Gebäudebestand von derzeit rund 0,5%/a auf ca. 2%/a, Verstärkung/Verschärfung der Kontrollen bezüglich der Einhaltung von Bau- und Sanierungsvorschriften und Passivhausoffensive nach dem Jahr 2010. Hierdurch reduziert sich der Nutzenergiebedarf im Gebäudebereich (Haushalte) bis zum Jahr

2050 um bis zu 43%. Zusätzlich verstärkter Einsatz effizienter Heizungstechniken (z. B. Gas-Wärmepumpen und Brennstoffzellen).

- Deutliche Steigerung der Effizienz der Fahrzeuge (Reduktion des effektiven Verbrauchs der Fahrzeugflotte von heute rund 9,2 l/100 km auf knapp 6 l/100 km in 2020 und rund 2 l/100 km im Jahr 2050) durch Vorgabe von Flottenverbrauchsstandards, sukzessive Erhöhung der Mineralölsteuer und Einführung einer Güterverkehrsabgabe, Road Pricing (entfernungsabhängige Straßenbenutzungsgebühr vor allem für den Güterverkehr, spezifische Förderung von ÖPNV und Bahn, bessere Anbindung der Bahn an die Fläche). Mit diesem Maßnahmenbündel ist bis zum Jahr 2010 bereits eine Reduzierung der verkehrsbedingten CO₂-Emissionen möglich.

Die spezifischen Maßnahmen im Bereich ÖPNV und Bahn führen im Verbund mit einem insgesamt höheren Energie- und Umweltbewußtsein dazu, dass sich die Fahrleistung dieser Verkehrsträger gegenüber Status Quo Bedingungen mittelfristig verdoppelt. Im Baustein Nachfrage II wird zwar keine Veränderung der Verkehrsleistung (d. h. der Personen- oder Tonnen-Kilometer) unterstellt, wohl aber angenommen, dass es im Zuge der genannten Maßnahmen zu einer deutlich erhöhten Auslastung der Fahrzeuge (vor allem der Güterfahrzeuge) kommt. Mit Erdgas und später (vor allem nach 2030) auch regenerativ erzeugtem Wasserstoff sorgen zusätzlich neue Treibstoffe für eine klimaverträglichere Deckung der Nachfrage nach Mobilität. Die hiermit verbundenen strukturverändernden Maßnahmen sind vor allem deshalb beherrschbar, weil die bereitzustellende Menge an Treibstoff mit einer Effizienzoffensive im Bereich der Fahrzeug- und Antriebstechnik begrenzt wird. Insgesamt kommt es zu einer stärkeren Diversifizierung des Bereichs Verkehr. Mit Anteilen von 17,8% im Jahr 2050 stellt Wasserstoff unter diesen Bedingungen im Jahr 2050 (vor allem im Luftverkehr) eine der weiteren Säulen des Verkehrssystem dar. Erdgas erreicht vor allem in der Zwischenzeit zum Teil noch höhere Marktanteile.

Nachfrage III (Vision):

Prämisse: Extreme Verbesserung der Energieeffizienz und stärkere strukturverändernde Maßnahmen, Einbeziehung von neuen Lebensstilen als Strategieelement für den Klimaschutz z. B.:

- Selbsteinschränkung des Stand by Betriebs von elektrischen Anwendungen, bewußtere Einstellung/Begrenzung der durchschnittlichen Raumtemperaturen auf ein ausreichend behagliches und auf den jeweiligen Verwendungszweck abgestimmtes Raumklima
- Verkehrsvermeidung durch verkehrssparende Siedlungsstrukturen und Verkehrsverlagerung durch Ausbau des ÖPNV (z. B. Flächenbahn), Verbesserung der Infrastruktur für alternative Verkehrsträger (z. B. Fahrrad- und Fußwege), Verzicht auf den motorisierten Individualverkehr vor allem auf kurzen Strecken

- verstärkter Kauf regionaler Produkte
- Verringerung des Fleischkonsums und hierdurch bedingte Ausweitung der Möglichkeiten Energiepflanzen anzubauen.

Detailierung der Szenarien Erzeugungsseite:

Status Quo:

Prämisse: trendgemäßer Einsatz von erneuerbaren Energien und KWK, langfristiger Erhalt eines Sockels fossiler Stromerzeugung

Angebot I:

Prämisse: Schwerpunkt Effizienzsteigerung beim Einsatz fossiler Energieträger (KWK, Brennstoffzelle, fuel switch), Verstärkung des Einsatzes effizienter Erzeugungstechnologien und erneuerbarer Energien auf der Basis moderater Umsetzungsintensität, keine oder nur geringe strukturverändernde Maßnahmen

- verstärkte Nutzung der KWK (insbesondere Ersatz bestehender Anlagen durch effizientere Neuanlagen mit höherer Stromkennzahl, Verdichtung der Nutzung in bestehenden Gebieten)
- vermehrter Ersatz ineffizienter Heizwerke bei industriellen Großverbrauchern durch Heizkraftwerke im Zuge der Umsetzung und Ausweitung der zwischen Bundesregierung und Energiewirtschaft Ende Juni 2001 geschlossenen Vereinbarung (Selbstverpflichtungserklärung der Industrie zum Ausbau der KWK)
- Ausbau der Strom- und Wärmebereitstellung in BHKW/Brennstoffzellen im Rahmen von Nahwärmekonzepten sowie zur Objektversorgung
- zunehmende Verknüpfung dezentraler KWK-Techniken auf Brennstoffzellenbasis und Verkopplung der Systeme als „virtuelle Kraftwerke“
- Ertüchtigung bestehender fossiler Kraftwerke
- Durchführung einer „clean coal Strategie“ (Weiterentwicklung und Markteinführung von Kohlekraftwerken mit integrierter Kohlevergasung (IGCC) und Druckkohlenstaubfeuerung (auch in der Industrie in größeren KWK-Anlagen)
- Stärkere Umsetzung der Möglichkeiten zum Brennstoffswitch (Kohle \Rightarrow Gas) gegenüber Status Quo Bedingungen. Restriktiv wirkt hier die Subventionierung der Verstromung heimischer Steinkohle, für die entsprechend der Referenzentwicklung aus beschäftigungspolitischen und sozialen Gesichtspunkten eine Fortführung – wenngleich in einer gegenüber dem heutigen Niveau deutlich geringeren Größenordnung – unter-

stellt wird. Zusätzlich wird angenommen, dass die in den 90er Jahren neu errichteten Braunkohlekraftwerke mit einer hinreichenden Auslastung weiterbetrieben werden.

- Import konventionell erzeugten Stroms (fossile Kraftwerke, KKW) entsprechend Referenz (ca. 2% des Bruttostromverbrauchs)
- Sicherung eines Mindestanteils (> 20%) heimischer Energieträger (heimische Steinkohle, Braunkohle, REG) an der Energieversorgung
- der Ausbau erneuerbarer Energien erfolgt überwiegend nur dezentral und so, dass größere strukturelle Veränderungen kaum erforderlich werden. Im Strombereich: moderater Ausbau der Wind-offshore Stromerzeugung; kein Import von Solarstrom, eingeschränkte Nutzung der Hot Dry Rock Technik, Biomasse-Einsatz mit Schwerpunkt auf der Wärmeseite zunächst in Einzelanlagen, dann auch vermehrte Umsetzung im Rahmen von Nahwärmekonzepten (etwa hälftig in KWK-Anlagen und reinen Heizwerken), zusätzlich Einsatz von Biogas in KWK. Hieraus resultiert ein Anteil an der gesamten Nettostromerzeugung (Bezugspunkt: Baustein Nachfrage I) von etwa 35 –40%, wodurch kaum Bedarf an speziellen Lastmanagementstrategien zum Ausgleich des fluktuierenden Energieangebots einzelner erneuerbarer Energiebereitstellungsoptionen entsteht. Wärmemarkt: Neben der deutlich intensiveren Nutzung der verfügbaren biogenen Energieträger, insgesamt relativ geringer Ausbau von Nahwärmekonzepten; Kollektoren hauptsächlich als Einzelanlagen, (einschließlich größerer Systeme zur Warmwasserbereitstellung); Einstieg in Geothermiemarkt über Nahwärmekonzepte. Der resultierende Anteil der erneuerbaren Energien an der Abdeckung der Endenergienachfrage liegt bei 25 –35%)
- keine energiewirtschaftlich bedeutsame Nutzung von Kraftstoffen auf regenerativer Basis, aber begrenzt zunehmender Einsatz von Erdgas (Verbrennungsmotor, Brennstoffzelle mit vorgeschalteten Großreformern) im Verkehr (als Vorstufe zum Wasserstoff)
- sukzessive Außerbetriebnahme der Kernkraftwerke gemäß der zwischen Bundesregierung und Kraftwerksbetreibern am 11.06.01 geschlossenen Vereinbarung.

Angebot II:

Prämisse: Verstärkung des Einsatzes effizienter Erzeugungstechnologien und erneuerbarer Energien auf der Basis mittlerer Umsetzungsintensität, deutliche Systemveränderungen aber noch keine einschneidenden strukturverändernden Maßnahmen, zum Teil bereits deutliche Änderung der Aufgabenfelder und des Selbstverständnisses der relevanten Akteure

- optimale/maximale Nutzung der KWK (vor allem Ersatz bestehender Anlagen durch effizientere Neuanlagen mit höherer Stromkennzahl, Verdichtung der Nutzung in be-

stehenden Gebieten) unter Berücksichtigung der geringeren Wärmenachfrage im Szenario Nachfrage II

- Deutlich verstärkter Ersatz ineffizienter Heizwerke bei industriellen Großverbrauchern durch Heizkraftwerke (insbesondere auch durch moderne Hochtemperaturbrennstoffzellen mit hohen Umwandlungswirkungsgraden)
- Ausbau von BHKW insbesondere im Rahmen von Nahwärmeversorgungssystemen als Übergangslösung bis flächendeckend Nahwärmekonzepte auf der Basis erneuerbarer Energien zur Verfügung stehen
- Brennstoffzellenoffensive (KWK-Objektversorgung) bis zum Jahr 2030, danach wieder rückläufige Stromerzeugung in diesem Bereich, da die spezifische Wärmelast der einzelnen Objekte auch bei der Durchführung von reinen Ersatzmaßnahmen zurückgeht. Darüber hinaus erhöht sich die „ökologische“ Konkurrenz zu anderen Systemen (z. B. elektrische Wärmepumpe, da sich deren vorgelagerte Prozesskette im Zuge zunehmend höherer Anteile erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung verbessert). Innovative Kombinationen von Brennstoffzellen mit anderen technischen Optionen (z. B. elektrische Wärmepumpe, Biogaseinsatz) lassen für die Brennstoffzellen aber ein auch langfristig aussichtsreich erscheinendes Anwendungsfenster offen
- Ertüchtigungsoffensive bei bestehenden Kraftwerken
- Durchführung einer „clean coal Strategie“ (Weiterentwicklung und Markteinführung von Kohlekraftwerken mit integrierter Kohlevergasung (IGCC) und Druckkohlenstaubfeuerung (auch in der Industrie in größeren KWK-Anlagen)
- Stärkere Umsetzung der Möglichkeiten zum Brennstoffswitch (Kohle \Rightarrow Gas) gegenüber Status Quo Bedingungen. Restriktiv wirkt hier die Subventionierung der Verstromung heimischer Steinkohle, für die entsprechend der Referenzentwicklung aus beschäftigungspolitischen und sozialen Gesichtspunkten eine Fortführung – wenngleich in einer gegenüber dem heutigen Niveau deutlich geringeren Größenordnung – unterstellt wird. Zusätzlich wird angenommen, dass die in den 90er Jahren neu errichteten Braunkohlekraftwerke mit einer hinreichenden Auslastung weiterbetrieben werden.
- REG-Entwicklung: Hier kommen bereits deutliche Strukturveränderungen zum Tragen
 - deutliche Ausweitung von REG-Nahwärme, so dass Wärmenetze (Fern- und Nahwärme, fossil (nur KWK) + Nahwärme REG (KWK und Heizwärme)) zusammen bei max. 60 –70% der Wärmedeckung liegen (vgl. heutiger Anteil in Dänemark rund 50%); großer Anteil REG-Niedertemperaturwärme auch in der Industrie und im Kleinverbrauchsbereich, REG-Prozesswärme zunehmend aber noch vergleichsweise gering; ob die Einspeisung von REG-Gasen in Gasnetze

Sinn macht wird geprüft (am Erzeugungsort oft kein Gasnetz); REG- Anteil (Nachfrage I): 40 –45%, (Nachfrage II): 50 - 55%

- Stromseite: deutlicher Ausbau (inklusive wind offshore) und REG-Strom-Import (Wasserkraft, solarthermische Kraftwerke); anspruchsvolles REG-Lastmanagement einschließlich Verbraucher; Stromführung bei Teilen der KWK (Wärmespeicher !); virtuelle Kraftwerke ersetzen zunehmend große Kondensationskraftwerke. Die Anforderungen zum Ausbau dieser und anderer flexibel einsetzbarer Systeme kommt aus Fluktuationen einzelner erneuerbarer Energiebereitstellungsoptionen. Der resultierende Anteil der erneuerbaren Energien kann auf 55 – 60% (Baustein Nachfrage I): bzw. 65 – 70%; (Baustein Nachfrage II) für den Bereich der Stromerzeugung abgeschätzt werden.
- deutlich verstärkter Einsatz von Erdgas (Verbrennungsmotor, Brennstoffzelle mit vorgeschalteten Großreformern) und später auch Wasserstoff im Verkehr Wasserstoffeinsatz vor allem im Bereich des Flugverkehrs
- sukzessive Außerbetriebnahme der Kernkraftwerke gemäß der zwischen Bundesregierung und Kraftwerksbetreibern am 11.06.01 geschlossenen Vereinbarung.

Angebot III:

Prämisse: Deutliche Verstärkung des Einsatz effizienter Erzeugungstechnologien und erneuerbarer Energien auf der Basis mittlerer bis hoher Umsetzungsintensität, signifikante strukturverändernden Maßnahmen im Bereich Verkehr und Wärmeversorgung. Baustein III baut stark auf dem Baustein Angebot II auf, geht aber darüber hinaus von einem noch intensiveren Einsatz von erneuerbaren Energien (vor allem für den Bereich Verkehr) aus:

- Wärmeseitig: Steigerung durch Ausweitung von REG-Nahwärme (besonders auch im Prozeßwärmebereich durch Biomasse-Kraftwerke oder eine indirekte REG-Versorgung durch Wasserstoff-Brennstoffzellen. Der resultierende Anteil erneuerbarer Energien liegt bei 70 –75% (Basis: Nachfrage II) .
- Hierdurch verringerter Beitrag der fossilen KWK zur Wärmebereitstellung (kein Neubau großer KWK-Anlagen nach 2020), nur eingeschränkte Substitution industrieller Heizwerke durch KWK-Anlagen, auf die Übergangszeit begrenzter Ausbau der dezentralen KWK-Optionen (BHKW, Brennstoffzellen)
- Stromseite bzw. Verkehr: Steigerung der Stromerzeugung (mehr wind-offshore; mehr Import aus solarthermischen Kraftwerken, einerseits aktives Lastmanagement durch verstärkte Einbeziehung und Steuerung des Nachfrageverhaltens durch Nutzen moderner Informations- und Kommunikationsmethoden, des Stromimports; andererseits aktives Lastmanagement Inland mit starker Verschaltung dezentraler Anlagen in größerem Ausmaß REG-Anteil (Nachfrage II): 80 – 85%;

- Verkehr: Wasserstoffbereitstellung als Teil des Lastmanagements und verstärkter Einsatz als Kraftstoff; REG-Anteil im Verkehr von bis zu 20%.

Angebot III soll im Wesentlichen zeigen wie der Übergang zu 100% REG möglich sein kann. In Kombination mit dem Baustein Nachfrage II resultiert ein CO₂-Minderungspotenzial von bis zu 90%. Auch wenn der Baustein III hier für das Jahr 2050 formuliert ist, so zeigt er doch eher eine realistischere Sichtweise für einen perspektivischen Ausblick auf das Ende des 21. Jahrhunderts.

3.4 Vergleich der wichtigsten Kenngrößen zwischen den Szenarien

Auf der Basis der in den vorhergehenden Kapiteln dargestellten Rahmenannahmen und beziehungsweise auf die ebenfalls durchgeführte inhaltliche Definition, werden nachfolgend die wichtigsten, die zukünftige Entwicklung beschreibenden, Kenngrößen der verschiedenen Szenarien dargestellt. Als Status Quo Entwicklung ist dabei primär der Energiereport III von Prognos/EWI (Prognos/EWI 1999) herangezogen worden. Spezifische Veränderungen in der Status Quo Betrachtung ergeben sich durch das Referenzszenario der Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“, das jedoch erst im Januar 2002 vorgelegt wurde, hier dementsprechend nicht im Detail berücksichtigt werden konnte. Dort wo es möglich war, sind die entsprechenden Werte der aktuellen Referenzentwicklung mit aufgeführt. Darüber hinaus findet sich eine kurze Diskussion des Referenzszenarios in einem Exkurs, in dem insbesondere auch auf die wesentlichen Abweichungen zum Energiereport eingegangen wird.

Abbildung 3-6 stellt vor diesem Hintergrund zunächst die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs und der resultierenden CO₂-Emissionen in der Übersicht dar. Danach reduziert sich der CO₂-Ausstoß unter Status Quo Bedingungen nur geringfügig von rund 860 Mio. t in 1998 auf 847 Mio. t im Jahr 2020. Im gleichen Zeitraum geht der Primärenergieverbrauch um 4,6% zurück. Mit einem gegenüber dem Jahr 1990 zu erwartenden Rückgang der CO₂-Emissionen von lediglich 14,1%, bleibt die Entwicklung im Status Quo Szenario weit von den national bzw. international gesteckten Klimaschutzzielen entfernt. Im Referenzszenario der Enquête-Kommission ergeben sich mit knapp 830 Mio. t CO₂ für das Jahr 2020 leicht geringere Emissionswerte, bis zum Jahr 2050 verringert sich der CO₂-Ausstoß trendbedingt auf ca. 701 Mio. t, was einer Minderung von knapp 29% gegenüber dem Jahr 1990 entspricht.

Deutlich engagiertere Minderungen des CO₂-Ausstoßes sind im Rahmen des Szenarios Effizienz zu beobachten. Mit einem Rückgang der CO₂-Emissionen um knapp 38% (46,2%) bis zum Jahr 2020 (2030) gegenüber dem Basisjahr 1990 wird ein deutlicher Schritt in die Richtung einer klimaverträglicheren Energieversorgung gemacht. Langfristig erhöht sich das Minderungspotenzial auf über 61%, wenn die Maxime effizienter Einsatz und Bereitstellung von Energie sich flächendeckend durchsetzt. Mit einem langfristigen Mittel von 2,5%/a (Zeitraum 1998 bis 2050) liegt die jährliche Produktivitätssteigerung des Primärenergieeinsatzes (hier ausgedrückt in der spezifischen Verringerung des Energieaufwandes je Einheit Bruttoinlandsprodukt) dementsprechend deutlich oberhalb der im

Trend zu erwartenden Werte von 1,5 bis 2,0%/a und den in der Vergangenheit zu beobachtenden Werten im Bereich von 1,7%/a. Umgerechnet bedeutet dies, dass der Primärenergieverbrauch - trotz einer mehr als Verdopplung des BIP - um rund 44,5% gegenüber dem Ausgangsniveau des Jahres 1998 zurückgeht. Die Effizienz des Energieeinsatz erhöht sich in der betrachteten Zeitspanne damit um etwas mehr als den Faktor 3,7.

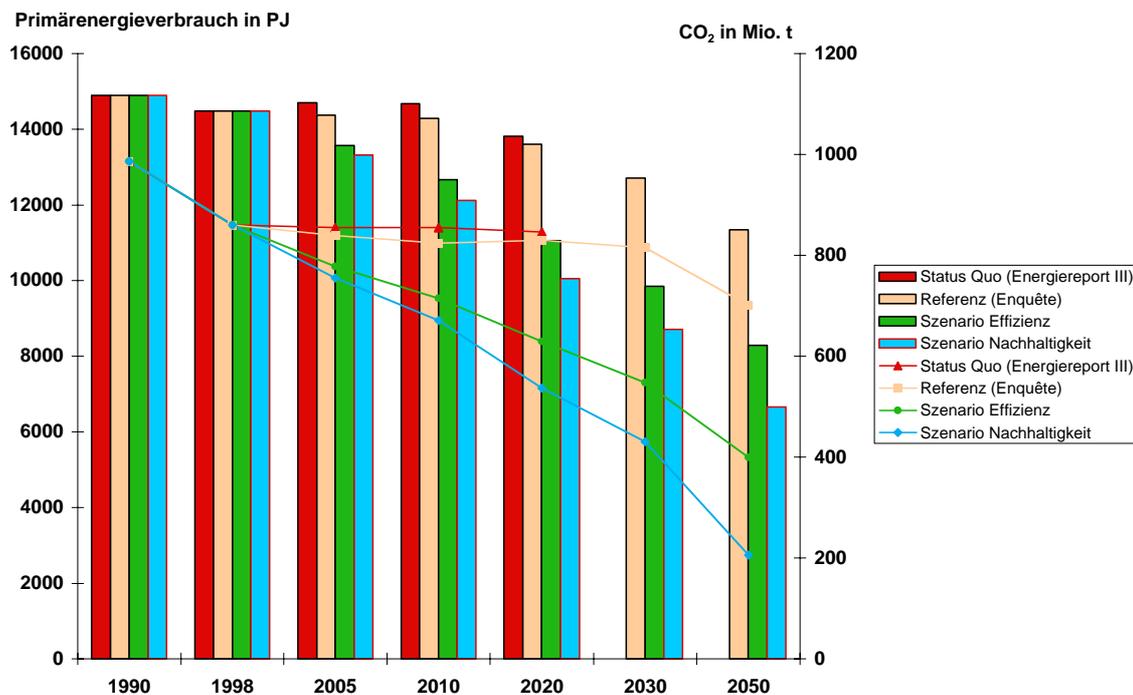


Abbildung 3-6: Vergleichende Darstellung der Entwicklung von Primärenergieverbrauch und resultierenden CO₂-Emissionen in den verschiedenen Szenarien

Von der aus Nachhaltigkeitsgesichtspunkten langfristig anzustrebenden Zielsetzung für die Reduzierung des CO₂-Ausstoßes um 80% (vgl. Kapitel 1), ist aber auch das Szenario Effizienz noch deutlich entfernt. Eine derartige Entwicklung wird durch das Szenario Nachhaltigkeit skizziert. Der Primärenergieverbrauch ist gegenüber dem Szenario Effizienz noch einmal um rund ein Siebtel zu reduzieren, was nur durch eine weitere stetige Erhöhung der Energieproduktivität erreicht werden kann. Das langfristige jährliche Mittel der Effizienzsteigerung liegt dementsprechend mit ca. 2,8%/a noch einmal um 0,3 Prozentpunkte höher als im zuvor betrachteten Szenario. Dies ist nur mit einer deutlichen Verstärkung des energiepolitischen Engagements (gerade in Bezug auf den häufig vernachlässigten Bereich der Energienutzung bei den Endverbrauchern) im Verbund mit einem insgesamt gesteigerten Energiebewußtsein zu realisieren.

Wie Abbildung 3-7 zeigt, ändert sich aber nicht nur das absolute Niveau des Energieeinsatzes im Nachhaltigkeitsszenario deutlich, sondern auch der Energieträgermix. Die Bedeutung der Kernenergie nimmt entsprechend der im Sommer 2000 zwischen der Bundesregierung und den Kraftwerksbetreibern geschlossenen Vereinbarung kontinuierlich ab.

Dies gilt auch für die kohlenstoffreichen Energieträger Stein- und Braunkohle. Demgegenüber hält sich der Anteil der Mineralölprodukte bis zum Jahr 2020 auf einem hohen Niveau. Bis zu diesem Zeitpunkt bleiben sie, vor allem auch aufgrund der kurzfristig im Verkehrsbereich fehlenden Alternativen, wichtigster Energieträger. Gewinner der Entwicklung ist das Erdgas, dessen Anteil am Primärenergieeinsatz von derzeit knapp 22% auf rund 33% ansteigt. Trotz dieses relativen Wachstums, erhöht sich aufgrund der insgesamt rückläufigen Primärenergienachfrage der absolute jährliche Gaseinsatz nur geringfügig gegenüber dem Ausgangsniveau des Jahres 1998. Im Gegenteil kommt es zwischen 2030 und 2050 sogar zu einem signifikanten Rückgang des Gasverbrauchs von rund 3.135 PJ auf dann noch 2.321 PJ.

Zweiter großer Gewinner sind die erneuerbaren Energien. Ihr Primärenergieanteil erhöht sich (berechnet nach der Wirkungsgradmethode: der regenerativen Stromerzeugung wird bei der Umrechnung in den korrespondierenden Energieeinsatz dabei ein Wirkungsgrad von 1 zugeordnet) von ca. 2% im Jahr 1998 über 10,5% (16,7%) im Jahr 2020 (2030) auf über 37,1% im Jahr 2050. Unter Bezugnahme auf die Substitutionsmethode und bei Einbeziehung der Umweltwärme ermittelt sich für die erneuerbaren Energien ein Primärenergieanteil von rund 50%.

Primärenergieeinsatz in PJ

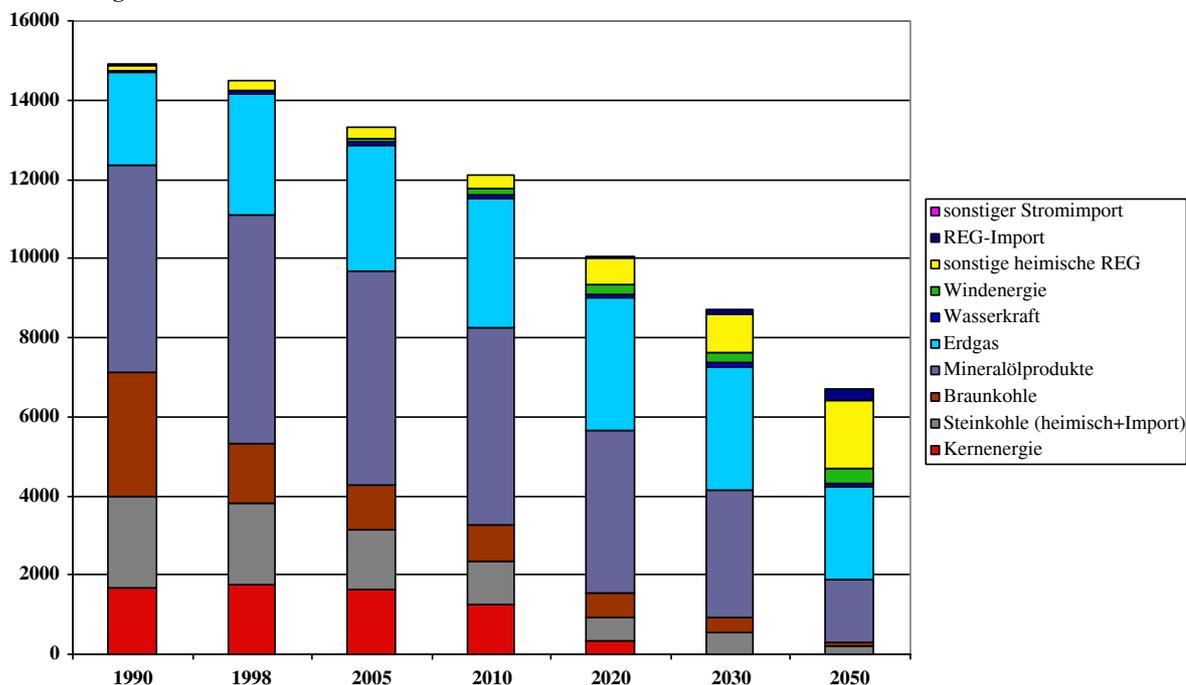


Abbildung 3-7: Entwicklung des Primärenergiemix im Zeitverlauf im Nachhaltigkeitsszenario

Verbunden mit der Veränderung des Energieträgermixes reduziert sich die spezifische CO₂-Intensität des Primärenergieeinsatzes von 65,6 kg/GJ im Jahr 1998 über 61,1 kg/GJ (57,9 kg/GJ) im Jahr 2020 (2030) auf 41,9 kg/GJ am Ende des Betrachtungszeitraums (vgl. Tabelle 3-2). Der vergleichsweise geringe Rückgang in den ersten Jahrzehnten ist dabei auf die Notwendigkeit zurückzuführen, den rückläufigen Beitrag der nuklearen Stromerzeugung klimaverträglich zu kompensieren.

Auch beim Blick auf die Entwicklung des Endenergieeinsatzes (vgl. Abbildung 3-8) zeigen sich signifikante Unterschiede im Vergleich der unterschiedlichen Zukunftspfade. Unter Status Quo-Bedingungen verbleibt der Endenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 nahezu auf dem Niveau des Jahres 1998. Durch verbraucherseitige Effizienzsteigerungen kann damit gerade die zunehmende Nachfrage nach Energiedienstleistungen kompensiert werden, aber kein nachhaltiger Einsparerfolg realisiert werden. Der auch im Status Quo Szenario zu beobachtende deutliche Rückgang des Primärenergieverbrauchs ist daher offensichtlich im Wesentlichen auf Maßnahmen im Bereich der Energiebereitstellung, d. h. vor allem bei den stromerzeugenden Kraftwerken, zurückzuführen. Im Endenergieträgermix zeigen sich in den im Energiereport III ausgewiesenen 20 Jahren nur geringfügige Veränderungen. Die Bedeutung von Strom nimmt zu Lasten der fossilen Energieträger leicht zu. Fern- und Nahwärme sowie die erneuerbaren Energien kommen kaum über ihre bisherigen vergleichsweise geringen Anteile hinaus. Eine vergleichbare Entwicklung zeigt sich auch im Referenzszenario der Enquête-Kommission, allerdings liegt hier der Endenergieverbrauch im Jahr 2020 um 2,6% höher als im Status Quo Szenario, sinkt bis zum Jahr 2050 – getrieben vor allem durch die rückläufige Bevölkerung - dann aber um fast 15% gegenüber dem Niveau des Jahres 2020 ab.

Im Szenario Effizienz liegt ein deutlich stärkeres Gewicht auf der Durchführung von Energieeinsparmaßnahmen bei den Endverbrauchern in Industrie, Gewerbe und privaten Haushalten. Bis zum Jahr 2020 führt dies bereits zu einem Rückgang des Endenergieeinsatzes von mehr als 14%. Am Ende des Betrachtungszeitraumes (d. h. im Jahr 2050) liegt die Nachfrage nach Endenergie um mehr als ein Drittel niedriger als heute, dies entspricht für die gesamte betrachtete Zeitspanne einem jährlichen Rückgang von im Mittel 0,83%. Der bezogen auf die Wertschöpfung notwendige Endenergieeinsatz reduziert sich sogar jährlich um mehr als 2,2%. Gleichzeitig geht der Anteil der fossilen Energieträger, von denen Stein- und Braunkohle auch unter Status Quo Bedingungen bereits deutlich an Bedeutung verlieren, an der Deckung des Endenergiebedarfs von heute mehr als 76% über 69% im Jahr 2020 langfristig auf knapp 51% zurück. Die hierdurch entstehende Lücke wird besonders durch einen relativ gesehen vermehrten Stromeinsatz (absolut gesehen bleibt der Strombedarf über den gesamten Betrachtungszeitraum nahezu auf einem konstanten Niveau) und eine zunehmende Bedeutung von Fern-/Nah- und Objektwärme sowie der erneuerbaren Energien geschlossen. Vor allem die Nahwärmebereitstellung auf der Basis von Solarkollektoren und mit Biomasse befeuerten Heiz- und Heizkraftwerken nimmt ebenso deutlich zu wie die Bereitstellung von Strom und Wärme in dezentral, bei den Verbrauchern installierten kleinen Brennstoffzellen.

Tabelle 3-2: Relative Anteile am Primärenergiemix und resultierende CO₂-Intensität des Primärenergieeinsatzes im Nachhaltigkeitsszenario

	1990	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Kernenergie	11,2%	12,2%	12,3%	10,3%	3,2%	0,0%	0,0%
Steinkohle (heimisch+Import)	15,4%	14,1%	11,2%	9,1%	6,2%	6,4%	3,1%
Braunkohle	21,1%	10,5%	8,6%	7,6%	6,0%	4,4%	0,7%
Mineralölprodukte	35,4%	40,0%	40,5%	41,1%	41,0%	36,5%	24,1%
Erdgas	15,6%	21,2%	23,9%	26,8%	33,1%	36,0%	36,3%
Wasserkraft	0,4%	0,4%	0,6%	0,7%	0,9%	1,0%	1,4%
Windenergie	0,0%	0,1%	0,8%	1,4%	2,5%	3,1%	5,7%
sonstige heimische REG	0,8%	1,5%	2,0%	2,9%	6,8%	11,1%	24,2%
REG-Import	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%	1,4%	4,6%
sonstiger Stromimport	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Summe	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
spez. CO₂-Intensität in kg/GJ	71,2	65,6	62,9	62,0	61,1	57,9	41,9

Unter Nachhaltigkeitsgesichtspunkten reichen diese endenergieseitigen Anstrengungen aber noch nicht aus, die ehrgeizigen Ziele zu erfüllen. Die Einsparbemühungen müssen weiter forciert werden und der Endenergieverbrauch gegenüber dem Szenario Effizienz noch einmal um knapp 16% bis zum Jahr 2050 gesenkt werden. Der wesentliche Grundstein für eine diesbezüglich erfolgreiche Umsetzung der Nachhaltigkeitsziele ist dabei bereits in den ersten Jahrzehnten zu legen. Im Vergleich zum Status Quo Szenario ist allein bis zum Jahr 2020 ein Rückgang des Endenergieeinsatzes von mehr als 19% zu realisieren. Dies ist nur möglich, wenn die Einsparbemühungen in allen Bereichen greifen (vgl. Tabelle 3-3).

Endenergie in PJ

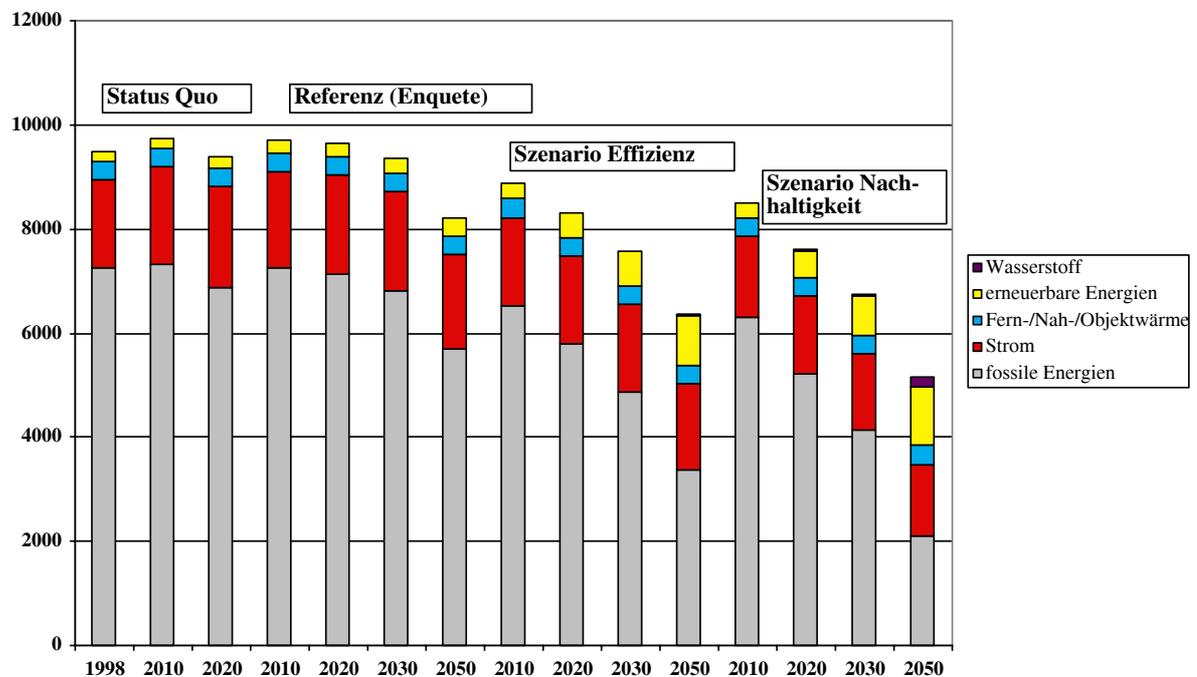


Abbildung 3-8: Entwicklung des Endenergieeinsatzes im Vergleich unterschiedlicher Szenarien

Nach Tabelle 3-3 nimmt der Endenergieeinsatz in allen Sektoren im Zeitverlauf deutlich ab. Nach anfänglich gegenläufigen Tendenzen sind die größten Einsparungen gegenüber dem heutigen Niveau im Bereich des Verkehrs zu verzeichnen. Hier wirkt sich die Effizienzoffensive besonders deutlich aus, die nach dem Jahr 2010 nicht nur eine Kompensation des durch die steigende Verkehrsleistung ausgelösten negativen Trends erreichen kann, sondern auch eine darüber hinausgehende Einsparung ermöglicht. Begünstigt wird dieser Effekt durch eine mit dem Bevölkerungsrückgang zusammenhängende nach 2030 um mehr als 10% abnehmende Personenverkehrsleistung. Die geringsten relativen Einsparungen sind im Bereich der Industrie zu verzeichnen. Folgerichtig nimmt ihre Bedeutung als Endenergie verbrauchender Sektor vor allem langfristig stetig zu, während die Sektoren Haushalte und Kleinverbrauch ihre Anteile im Zeitverlauf kaum verändern.

Tabelle 3-3: Entwicklung des sektoralen Endenergieeinsatzes im Nachhaltigkeitsszenario

Endenergieeinsatz in den Sektoren							
	1998	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Industrie	2408,8	2228,5	2048,3	1996,2	1969,1	1847,6	1626,1
Kleinverbraucher	1550,2	1447,1	1360,2	1167,5	1046,6	941,6	851,3
Haushalte	2809,5	2665,7	2475,8	2157,7	1897,9	1707,7	1563,3
Verkehr	2682,0	2782,7	2624,3	2278,4	1841,2	1551,0	1117,8
Summe	9450,5	9124,1	8508,6	7599,7	6754,8	6047,9	5158,5
Anteile am gesamten Endenergieverbrauch							
Industrie	25,5%	24,4%	24,1%	26,3%	29,2%	30,5%	31,5%
Kleinverbraucher	16,4%	15,9%	16,0%	15,4%	15,5%	15,6%	16,5%
Haushalte	29,7%	29,2%	29,1%	28,4%	28,1%	28,2%	30,3%
Verkehr	28,4%	30,5%	30,8%	30,0%	27,3%	25,6%	21,7%
Summe	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Einsparungen gegenüber 1998							
Industrie	0,0%	7,5%	15,0%	17,1%	18,3%	23,3%	32,5%
Kleinverbraucher	0,0%	6,6%	12,3%	24,7%	32,5%	39,3%	45,1%
Haushalte	0,0%	5,1%	11,9%	23,2%	32,4%	39,2%	44,4%
Verkehr	0,0%	-3,8%	2,1%	15,0%	31,4%	42,2%	58,3%

Im Nachhaltigkeitsszenario sind die vermehrten Einsparbemühungen zu verbinden mit einer schnelleren und umfassenderen Umorientierung des Energieträgermixes. Erneuerbare Energien decken im Jahr 2050 mehr als ein Viertel des Endenergiebedarfs ab (im Vergleich zu rund 1,9% heute) und auch der Anteil der Fern-/Nah- und Objektwärme nimmt deutlich zu und verdoppelt sich bis zum Jahr 2050 etwa. Darüber hinaus kommt mittel- bis langfristig mit aus erneuerbaren Energien erzeugtem Wasserstoff diesem neuen Energieträger eine wachsende Bedeutung zu. Aus heutiger Sicht erscheint es nur über diesen Weg möglich erneuerbare Energien signifikant im Bereich Verkehr einzuführen und ihren Anteil im Wärmemarkt (Prozesswärme) noch weiter zu steigern. Mit knapp 200 PJ nimmt Wasserstoff im Jahr 2050 einen Anteil von gut 3,8% an der Endenergienachfrage ein. Die Realisierung dieses Wasserstoffpfades, dem insbesondere über 2050 hinaus eine wachsende Bedeutung zukommt, ist langfristig vorzubereiten. Mit Endenergieanteilen von 0,25% im Jahr 2020 und etwa 0,5% im Jahr 2030 werden hierfür die Grundsteine gelegt. Im Sze-

nario Effizienz spielt Wasserstoff dagegen bis zum Jahr 2050 mit dann erreichten Anteilen von gerade 0,1% noch keine nennenswerte Rolle.

Für das Erreichen der CO₂-Minderungsziele spielt der Umwandlungsbereich und hier vor allem die Stromerzeugung eine entscheidende Rolle. Mit rund 310 Mio. t CO₂/a Emissionen trägt sie zu etwas mehr als 36% zum energiebedingten absoluten CO₂-Ausstoß bei. Während die Stromnachfrage und damit auch die resultierende Nettostromerzeugung unter Status Quo Bedingungen bis zum Jahr 2020 um ca. 14% ansteigt, führen die vielfältigen Stromeinsparbemühungen im Szenario Effizienz zu einer Konsolidierung des Bedarfs auf heutigem Niveau. Im Nachhaltigkeitsszenario wird hingegen über eine massive Stromeinsparoffensive von Anfang an, der durch eine Zunahme der Stromanwendungen entstehende erhöhte Nachfragedruck überkompensiert. Die Endenergienachfrage nach Strom reduziert sich damit um rund 12% bis zum Jahr 2030 gegenüber dem heutigen Ausgangsniveau. Langfristig (d. h. bis zum Jahr 2050) werden fast 20% erreicht, obwohl die zusätzlichen Möglichkeiten der Stromeinsparung in den verschiedenen Anwendungen zunehmend in den physikalischen Grenzbereich übergehen. Andererseits führt der Bevölkerungsrückgang auch stromseitig in der Mitte des Jahrhunderts zu einer Entspannung der Situation. Vor diesem Hintergrund zeigt Abbildung 3-9 einen Überblick über die Entwicklung der resultierenden Nettostromerzeugung im Nachhaltigkeitsszenario.

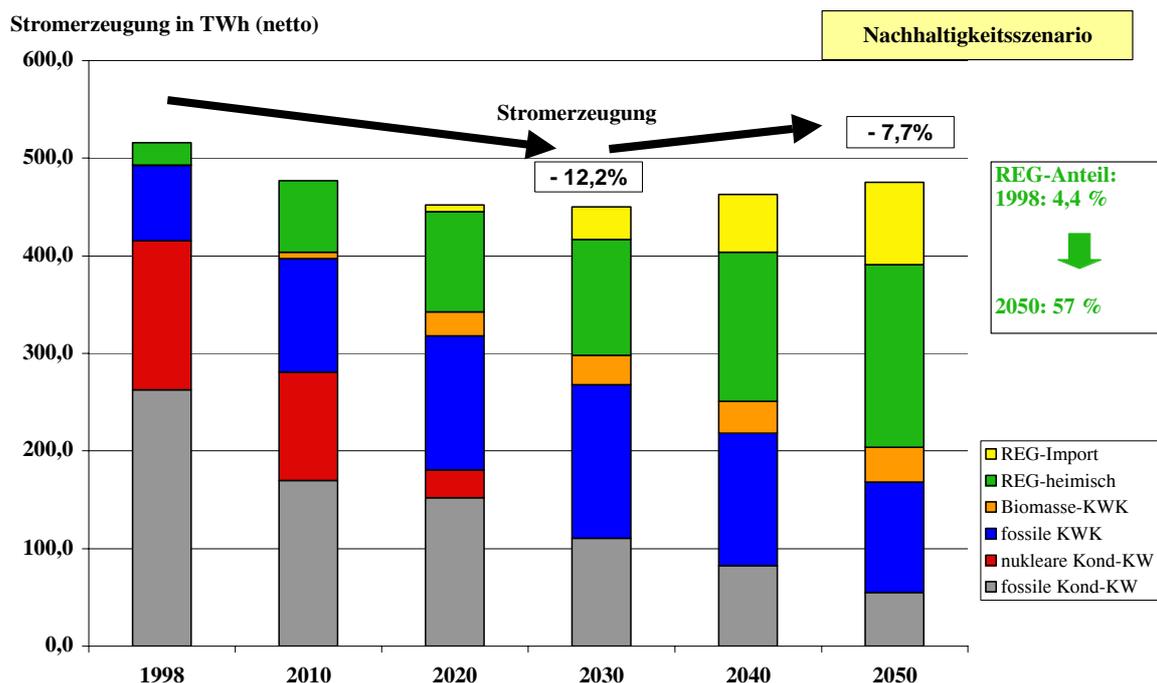


Abbildung 3-9: Entwicklung der Stromerzeugung im Nachhaltigkeitsszenario

Im Gegensatz zur Stromnachfrage steigt die sich daraus ableitende Nettostromerzeugung nach dem Jahr 2030 wieder deutlich an. Maßgeblich ist hierfür die zu diesem Zeitpunkt verstärkt einsetzende elektrolytische Wasserstoffherzeugung, die im Jahr 2050 bereits eine zusätzliche Strommenge (auf der Basis erneuerbarer Energien) von 57,3 TWh erfordert

(nach den hier getroffenen Annahmen werden rund fünf Sechstel des benötigten Wasserstoffs elektrolytisch erzeugt, während etwa ein Sechstel auch im Jahr 2050 noch über Erdgasreformierung, das in der Übergangszeit die vorherrschende Wasserstoffquelle ist, gewonnen wird). Neben dem nachfragebedingten Rückgang der Stromerzeugung macht Abbildung 3-9 auch deutlich, dass der Stromerzeugungsmix im Zeitverlauf signifikanten Veränderungen unterlegen ist. Der Anteil der reinen Kondensationskraftwerke auf fossiler Brennstoffbasis nimmt ebenso deutlich ab, wie derjenige der nuklearen Stromerzeugung. Dagegen steigt der Beitrag der fossilen KWK vor allem bis zum Jahr 2030 stetig an. Danach führt die rückläufige Wärmenachfrage zunehmend zu einer Einschränkung der diesbezüglich gegebenen Möglichkeiten. Am deutlichsten stellen sich noch im Bereich der erneuerbaren Energien die Unterschiede dar. Ihr Anteil erhöht sich von 4,4% im Jahr 1998 (der aktuelle Stand im Jahr 2000 betrug etwas mehr als 6%) über 10,4% im Jahr 2010 und 24,3% im Jahr 2030 auf über 57% am Ende des Betrachtungszeitraumes. Mit 69% stammt der überwiegende Anteil aus heimischen Quellen, rund 31% werden aus solarthermischen Kraftwerken, Wasserkraftwerken oder offshore-Windparks aus dem Ausland importiert (vgl. Abbildung 3-10).

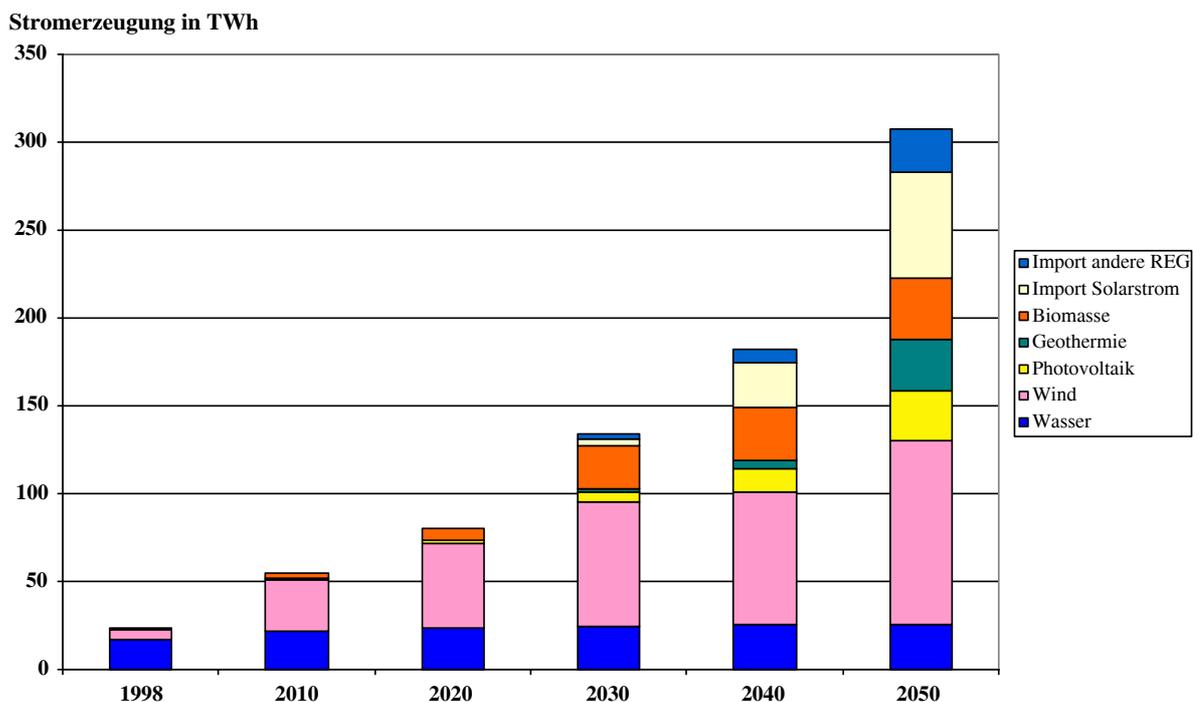


Abbildung 3-10: Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Nachhaltigkeitsszenario

Von der Windenergie wird im Nachhaltigkeitsszenario der größte Zuwachs erwartet. Gemeinsam mit der photovoltaischen Stromerzeugung, die insbesondere nach 2030 zunehmend an Bedeutung gewinnt steigt ihr Anteil (und damit der Anteil der fluktuierenden Quellen) an der Stromerzeugung von rund 1% im Jahr 1998 auf über 28% im Jahr 2050 an. Die hierdurch zwangsläufig aufgrund der meteorologischen Gegebenheiten entstehenden Schwankungen des Energieangebots, können durch eine weiträumige Verteilung der Anla-

gen, mit Hilfe intelligenter Steuerungen des Nachfrageverhaltens, durch die Nutzung moderner Kommunikationsmethoden und letztlich über den ohnehin notwendigen Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft und der Nutzung von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff als Speicher abgefangen werden, so dass eine sichere Stromversorgung gewährleistet werden kann. Im Gegensatz dazu ist der Beitrag der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in den beiden anderen hier betrachteten Zukunftspfaden deutlich geringer. Unter Status Quo Bedingungen steigt er bis zum Jahr 2020 auf etwas über 10%, während er sich im Szenario Effizienz langfristig (d. h. bis zum Jahr 2050) auf 30,2% erhöht. Der Anteil der fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind und Sonne liegt zu diesem Zeitpunkt bei 16,2%.

Auch im Bereich der Wärmebereitstellung kommt dem Ausbau des regenerativen Anteils eine entscheidende Bedeutung zu. Die fossilen Energieträger werden zunehmend zurückgedrängt und die erneuerbaren Energien, deren Beitrag mit rund 2% heute noch sehr gering ist, decken am Ende des Betrachtungszeitraums nahezu die Hälfte des bis dahin stark rückläufigen Bedarfs (vgl. Abbildung 3-11).

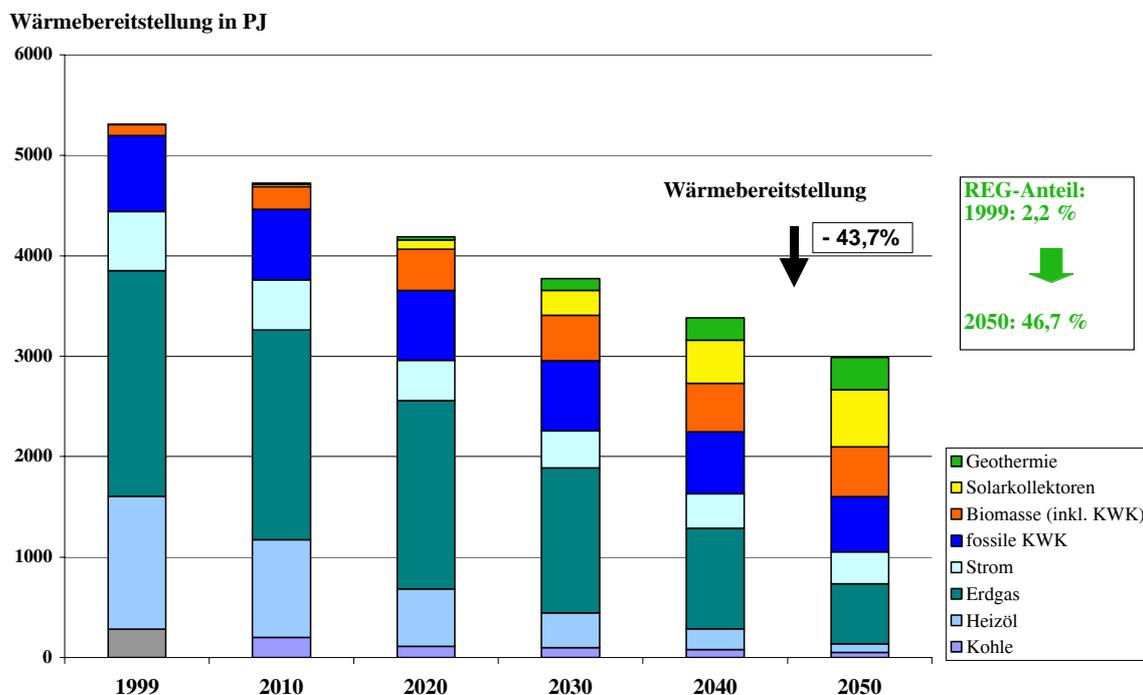


Abbildung 3-11: Entwicklung der Wärmebereitstellung im Nachhaltigkeitsszenario

Abbildung 3-12 und 3-13 stellen für das Nachhaltigkeitsszenario und das Szenario Effizienz noch einmal die wichtigsten Kenngrößen in der zeitlichen Entwicklung in der Übersicht dar.

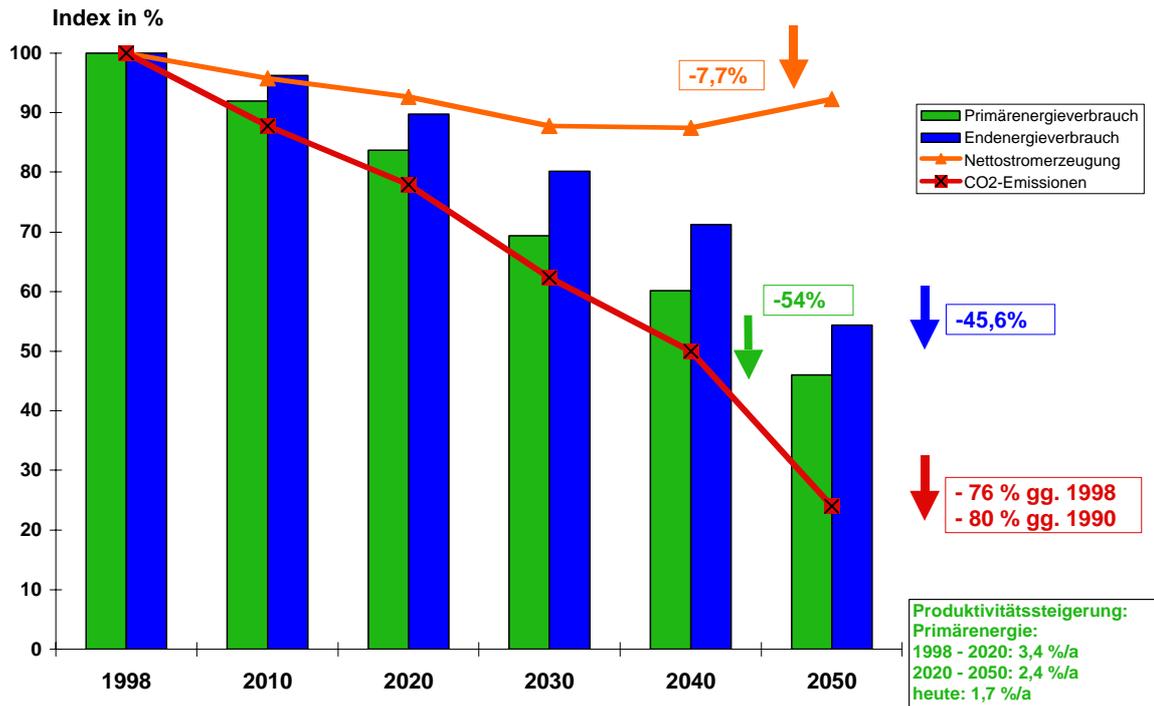


Abbildung 3-12: Entwicklung der wesentlichen Kenngrößen des Nachhaltigkeitsszenario im Zeitverlauf

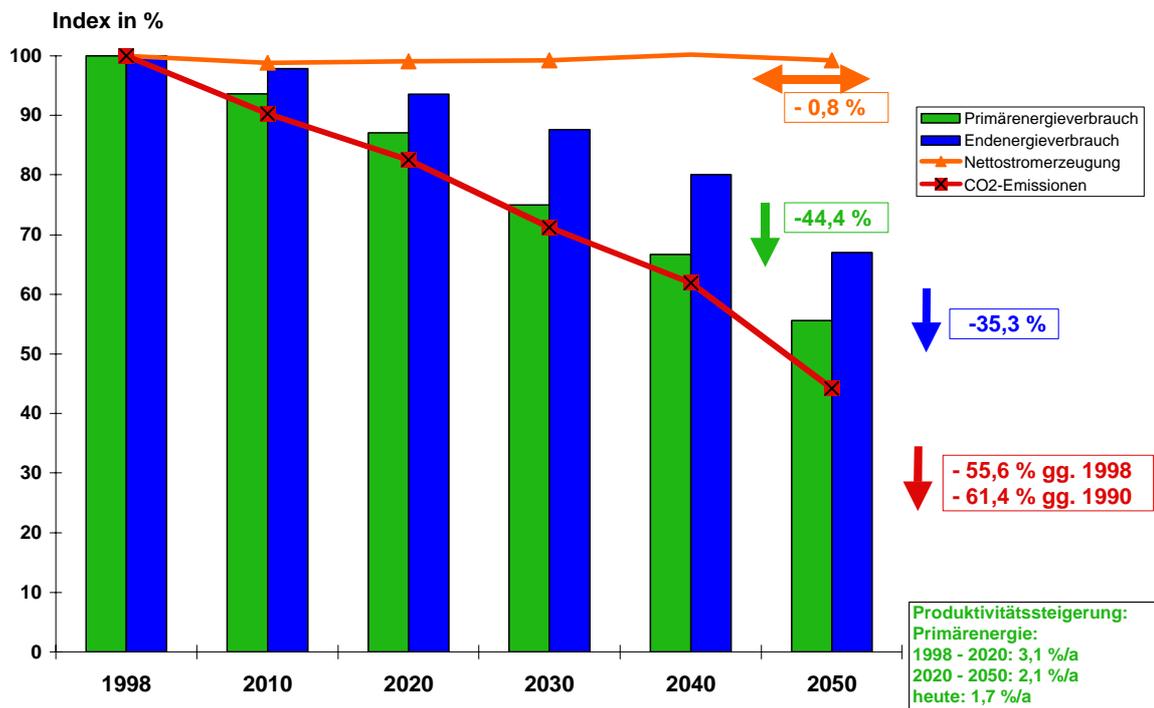


Abbildung 3-13: Entwicklung der wesentlichen Kenngrößen im Szenario Effizienz im Zeitverlauf

Detaillierte Ergebnisse zu den hier nur im Überblick beschriebenen Veränderungen in den verschiedenen Szenarien finden sich in den folgenden Kapiteln.

3.5 Exkurs: Das Referenzszenario der Enquete-Kommission

Im Rahmen der Arbeiten der Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ wurde eine aktuelle Referenzentwicklung beschrieben (Prognos/IER 2002). Sie baut zwar bis zum Jahr 2020 auf dem auch hier als Status Quo Entwicklung verwendeten Energiereport III auf, weicht aber in einigen Punkten von diesem ab und stellt zugleich eine Fortschreibung der Ergebnisse auf der Grundlage der in Kapitel 3.1 aufgeführten Rahmendaten bis zum Jahr 2050 dar. Vor diesem Hintergrund seien die wichtigsten Ergebnisse ebenso im nachfolgenden kurz skizziert wie die maßgeblichen Abweichungen von der dem Energiereport III entsprechenden Status Quo Entwicklung.

- der Endenergieeinsatz steigt bis zum Jahr 2010 geringfügig an, geht dann aber bis zum Jahr 2050 um 13,1% gegenüber dem Jahr 1998 zurück. Die bis zum Jahr 2020 realisierbare Effizienzsteigerung bei den Endenergieanwendungen wird gegenüber der Status Quo Entwicklung leicht geringer abgeschätzt, was für das Jahr 2020 zu einem um 2,6% höheren Endenergieeinsatz führt. Die Bedeutung von Strom am Endenergieträgermix nimmt trotz der gegenüber dem Energiereport III geringeren jährlichen Zuwächse (im Mittel betragen die Zuwachsraten zwischen 1998 und 2050 gerade einmal noch 0,13%/a) von heute 18% auf über 22% zu. Erneuerbare Energien bleiben mit 4% (gegenüber heute knapp 2%) auch im Jahr 2050 noch vergleichsweise wenig bedeutsam.
- entsprechend der geringen Steigerung der Stromnachfrage stellen sich auch bei der Höhe der Nettostromerzeugung nur wenige Veränderungen ein. Relevante Unterschiede zum Energiereport zeigen sich beim Stromerzeugungsmix. Aufgrund der mittlerweile zu Gunsten der Kohle veränderten Energieträgerpreisrelation erhöht sich die Stromerzeugung aus Stein- und Braunkohle im Zeitverlauf um 22,5% bzw. 34,3% und trägt damit die wesentlichen Lasten des zwischenzeitlichen Ausstiegs aus der Kernenergie. Erdgas, dessen Beitrag sich im Status Quo Szenario bereits bis 2020 fast vervierfacht hat, kommt lediglich noch auf einen Zuwachs von knapp 60%. Rund 62% des im Jahr 2050 erzeugten Stroms wird dann mit Stein- bzw. Braunkohlekraftwerken bereitgestellt. Hinsichtlich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien werden Beiträge von 10,7% im Jahr 2010, 12,7% in 2020 und 24,3% im Jahr 2050 erzielt. Damit kommt es zwar zu einem deutlichen Anstieg, das für das Jahr 2010 von der Bundesregierung vorgegebene Verdopplungsziel (12,5%) wird aber nicht erreicht.
- Infolge der rückläufigen Nachfrage nach Endenergieträgern und den angebotsseitig realisierten Effizienzsteigerungen, nimmt auch der Primärenergieeinsatz im Zeitverlauf ab (trotz des höheren Endenergieeinsatzes sogar deutlicher als im Status Quo Szenario). Im Jahr 2020 erreicht dieser ein gegenüber dem Bezugsjahr 1998 um 6,3% (Status

Quo Szenario: 4,6%) geringeres Niveau. Bis zum Jahr 2050 sinkt er auf 82,4% des Wertes des Jahres 1998. Mineralöl bleibt im Zeitverlauf wichtigster Energieträger, sein Anteil reduziert sich allerdings von 39,8% im Jahr 1998 über 38,3% im Jahr 2020 auf schließlich 33,5% im Jahr 2050. Die Kohle kann ihren Anteil an der Abdeckung des Primärenergiebedarfs mit einer Größenordnung von rund 25% halten. Erdgas nimmt stark an Bedeutung zu und deckt im Jahr 2050 fast 30% des Bedarfs (vgl. 21% im Jahr 1998). Der absolute Beitrag der erneuerbaren Energien verdreifacht sich bis zum Jahr 2050 zwar gegenüber dem heutigen Niveau. Sie kommen aber auch am Ende des Betrachtungszeitraums auf gerade einmal auf einen Anteil von 10,4% (vgl. 2,5% in 1998).

- Die CO₂-Emissionen reduzieren sich bis zum Jahr 2010 (2020) auf knapp 825 Mio. t (830 Mio. t) und liegen damit um 16,3% (15,7%) unterhalb des Niveaus des Jahres 1990. Die gesamten Treibhausgasemissionen reduzieren sich gegenüber 1990 bis zum Jahr 2010 zwar um 17,4%, dennoch können die Kyoto-Minderungsziele im Referenzszenario nicht erreicht werden. Allerdings zeigt sich, dass die zwischenzeitlich (seit Abschluss des Energiereports III) eingeleiteten Klimaschutzmaßnahmen der Bundesregierung sich gegenüber dem Energiereport III (Minderung der CO₂-Emissionen um 13,3% bis 2010 bzw. 14,1% bis 2020 gegenüber 1990) in höheren Reduktionsraten widerspiegeln. Langfristig (d. h. bis 2050) stellt sich ohne weitergehende Klimaschutzmaßnahmen in der Referenzentwicklung ein Minderungspotenzial gegenüber 1990 von 28,9% (CO₂-Emissionen) bzw. 30,9% (Treibhausgasemissionen) ein.

4 Stromeinsatz heute und morgen

Der elektrische Strom hat seinen Anteil am Endenergieeinsatz von Haushalten, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Industrie und Verkehr in den letzten Jahrzehnten kontinuierlich gesteigert. Wenn auch die Zuwachsraten in der Vergangenheit deutlich abgenommen haben, wird unter den gleichbleibenden Rahmenbedingungen des Status Quo-Szenarios (BAU) auch künftig ein weiterer Zuwachs erwartet. Gründe für diese Entwicklung sind neben dem anhaltenden Wirtschaftswachstum u.a. in der vielfach noch weiter steigenden Ausstattung der Haushalte und der Wirtschaft mit elektrischen Geräten und Anlagen zu sehen. An erster Stelle stehen dabei Telekommunikations- und EDV-Anlagen sowie Anlagen zur Kühlung und Klimatisierung.

- Maßgebend für diese Entwicklung sind im Haushaltsbereich im wesentlichen sozioökonomische Trends wie immer mehr Single-Haushalte, immer mehr Haushalte mit älteren Personen, steigendes Einkommen bei gleichzeitig sinkendem Zeitbudget für Hausarbeiten, in vielen Haushalten einhergehend mit steigenden Ausstattungszahlen von Elektrogeräten, die Umstellung von Gasherden auf elektrische Herde, vor allem in den neuen Bundesländern sowie Trends hin zu mehr Tiefkühlkost, die sich auch im Kleinverbrauch (Handel) auswirken.
- Im Gewerbe, Handel und Dienstleistungssektor ist der wirtschaftliche Strukturwandel hin zu kommunikations- und informationsintensiven Dienstleistungsbranchen sowie der steigende Anteil von „White-Collar“-Arbeitsplätzen generell ein maßgeblicher Faktor zur Steigerung der Stromnutzung. Hinzu kommen weiter steigende Büro- und Geschäftsflächen, der Trend zu mehr Klimatisierung und die schon erwähnte Zunahme an Tiefkühlkost, die zu einer steigenden Ausstattung des Handels und Großhandels mit entsprechenden Kühlkapazitäten führt.
- Auch die klassischen Industriebranchen, die bis heute die größten Stromnutzer Deutschlands sind, werden weiterhin steigende Stromeinsätze verzeichnen. Hintergründe sind hier die verstärkte Anwendung von Stromtechnologien, z.B. ein steigender Anteil der Elektrostahlerzeugung, die weitergehende Automatisierung, einhergehend mit steigenden Stromeinsätzen für Motoren sowie Mess-, Steuerungs- und Regelungstechniken sowie ein fortgesetzter Strukturwandel von der brennstoffintensiven Grundstoffindustrie hin zur Produktion von Investitions- und Konsumgütern mit z.T. höheren Stromintensitäten.

Kehrseite der vielseitigen und einfachen Verwendungsmöglichkeit von elektrischer Energie ist die relativ aufwändige, emissionsintensive und teure Bereitstellung des Energieträgers Strom. So betrug der Anteil des Stroms am Endenergieeinsatz 1998 in Deutschland rd. 18%. Auf diese 18% entfielen allerdings mehr als ein Drittel aller durch den Energieeinsatz in Deutschland verursachten CO₂-Emissionen und mit rd. 50 Mrd. EUR fast die Hälfte der von den Energieverbrauchern aufzubringenden Energiekosten (einschließlich Steuern, Konzessionsabgaben etc.). Deshalb ist die rationelle und sparsame Verwendung von Strom ein zentraler Baustein zur Entwicklung eines nachhaltigen Energiesystems.

Die dazu vorhandenen Ansatzpunkte sowie die zur Ausschöpfung der bestehenden CO₂-Minderungsoptionen verfügbaren Optionen im Bereich der elektrischen Geräte, Anlagen und Prozesse lassen sich generell in drei Kategorien aufteilen:

- Nutzung effizienterer Geräte, Anlagen und Prozesse einschließlich der integrierten Gebäudeplanung und intelligenter Steuerung zur Verminderung des Bedarfs von z.B. stromintensiven Industrieprozessen, Motoren und Antrieben raumluftechnischer Anlagen durch bedarfsgerechte Steuerung, angepasste Dimensionierung und teilweise sogar der mögliche Verzicht auf die entsprechende Anlage.
- Ersatz von elektrischer Energie durch andere Energieträger (Erdgas, Fern-/Nahwärme/Solarenergie u.a.) in Anwendungsbereichen, die nicht „stromspezifisch“ sind. Dabei handelt es sich z.B. um die elektrische Warmwasserbereitung, Elektro-Direktheizungen, die Wassererwärmung in Wasch- und Spülmaschinen sowie die Prozesswärmeerzeugung für Herde und Wäschetrockner.
- Minderungspotenziale durch „Suffizienz“, d.h. bewussteren Umgang mit Strom bzw. elektrischen Geräten durch Verringerung der Leerlaufverluste im stand-By Betrieb durch das Verwenden von abschaltbaren Steckdosen, durch Vermeidung des Einsatzes von elektrischen Wäschetrocknern durch Bereitstellung geeigneter Trockenmöglichkeiten, durch Vermeidung von Teillastnutzungen durch energiebewusste Nutzungsformen oder durch eine entsprechende Anpassung der Gerätegrößen (z.B. bei Kühlgeräten oder Waschmaschinen).

Alle drei Strategieelemente werden zur Gestaltung eines künftigen nachhaltigen Energiesystems benötigt werden. Die folgenden Abschnitte stellen nach einem Überblick über die auf den Stromeinsatz bezogenen Ergebnisse der entwickelten Szenarien entsprechende Einsparbausteine für Strom in den wichtigsten Verbrauchsbereichen dar.

4.1 Übersicht über die Szenarioergebnisse

Der nachfolgende Text stellt die Eckdaten der Stromnachfrage in den Bereichen Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, private Haushalte und Verkehr in den Szenarien Effizienz und Nachhaltigkeit dar.

Dabei werden für den Zeitraum bis 2020 die Eckdaten der Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung und der Beschäftigung in den nichtindustriellen Wirtschaftsbereichen des Referenzszenarios von Prognos/EWI (1999) zugrunde gelegt. Für die weitere Entwicklung bis zum Jahr 2050 wurden die Eckdaten sowie die Trends des Referenzszenarios extrapoliert und mit den aktuellen Vorgaben der parallelen Arbeiten der Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ abgeglichen (vgl. Kapitel 3).

Abbildung 4-1 gibt einen Überblick über die künftige Entwicklung der Endenergienachfrage nach Strom für die vier Verbrauchssektoren, Industrie, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, private Haushalte und Verkehr und für die Szenarien Status Quo, Effizienz und Nachhaltigkeit.

Im Basisjahr 1998 lag der Endenergieeinsatz von Strom bei rd. 1.700 PJ. Davon entfiel fast die Hälfte auf die Industrie sowie je etwa ein knappes Viertel auf Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie die privaten Haushalte. Der Stromverbrauch im Verkehr war demgegenüber unbedeutend. Insgesamt entfielen 1998 auf elektrischen Strom rd. 18% des gesamten Endenergieeinsatzes.

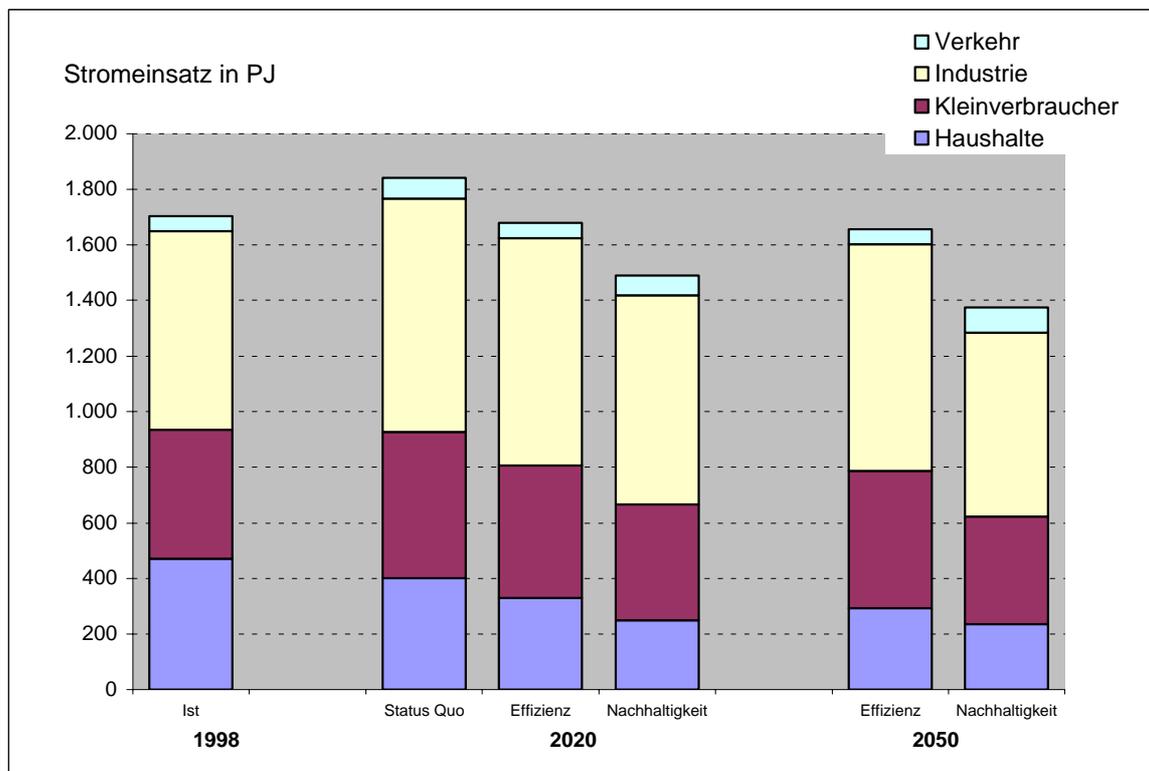


Abbildung 4-1: Stromnachfrage im Szenariovergleich

In der Status Quo-Entwicklung steigt die Bedeutung des Stroms als Endenergieträger weiter an. Im Jahr 2020 liegt der Stromeinsatz bei rd. 1.843 PJ, was mit Zuwachsraten von rd. 0,4% pro Jahr einem etwa halb so schnellen Anstieg wie in den vergangenen 20 Jahren entspricht. Die größten Zuwächse entfallen dabei auf Industrie und Kleinverbraucher. Durch die dynamische Verbrauchsentwicklung in diesen Bereichen werden die in diesem Zeitraum realisierten Einsparungen in den Haushalten deutlich überkompensiert.

In den Szenarien Effizienz und Nachhaltigkeit kann der Anstieg des Stromeinsatzes hingegen insgesamt gestoppt werden. Im Effizienzzenario kommt es zu einer Stabilisierung der Stromverwendung etwa auf dem heutigen Niveau. Dahinter verbergen sich allerdings deutliche Strukturveränderungen. Vor allem im Bereich der Haushalte kann im Effizienzzenario bereits sehr viel elektrischer Strom eingespart werden. Dies reicht aus, um die noch leichten Zuwächse in den übrigen Verbrauchergruppen zu kompensieren.

Im Nachhaltigkeitsszenario kann dagegen der Wachstumstrend des Stromverbrauchs nicht nur gestoppt, sondern sogar umgekehrt werden. Über den gesamten Zeitraum bis 2050 sinkt er um durchschnittlich 0,4% pro Jahr. Hierzu tragen neben zusätzlichen Einsparun-

gen der Haushalte nun auch Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie die Industrie bei. Im Verkehr dagegen kommt es aufgrund des zeitgleichen Ausbaus schienengebundener (elektrischer) Verkehrsmittel in beiden Szenarien zu einem steigenden Stromverbrauch.

Abbildung 4-2: Spezifischer Stromverbrauch im Szenariovergleich

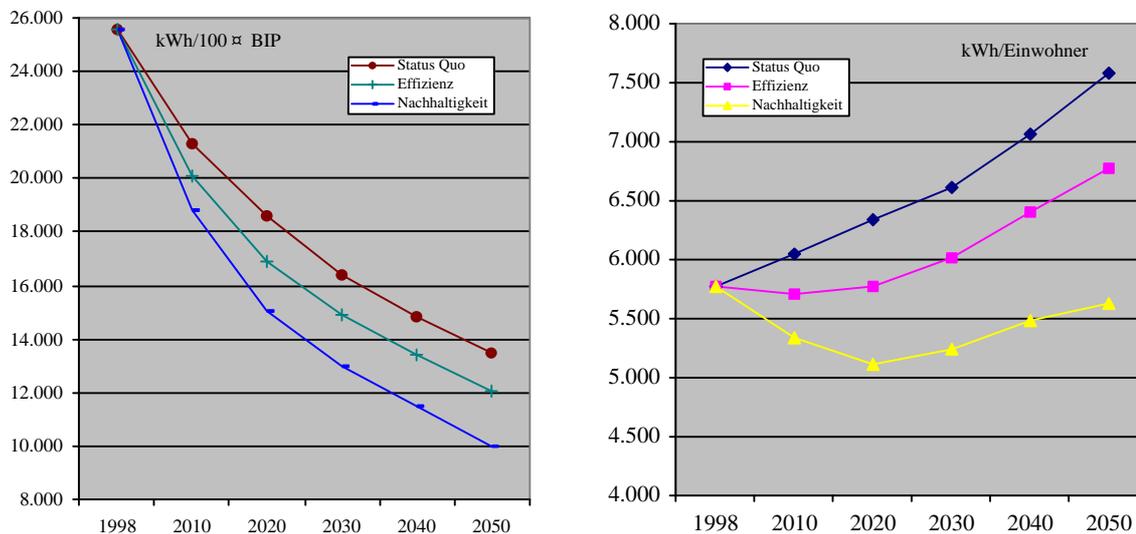


Abbildung 4-2 zeigt, dass der Stromverbrauch bezogen auf die Wirtschaftsleistung im Zeitverlauf immer effizienter wird. Im Status Quo-Szenario sinkt die Stromintensität zwischen 1998 und 2020 bereits um 27,3% und nimmt bis zum Jahr 2050 noch einmal um etwa die gleiche Größenordnung ab. Die Einheit Bruttoinlandsprodukt (BIP) kann damit bereits unter Trendbedingungen am Ende des zweiten Jahrzehnts der Betrachtungsperiode mit einem um rund ein Viertel geringeren Einsatz elektrischer Energie bereitgestellt werden als zum Bezugszeitpunkt 1998. Noch größere Produktivitätssteigerungen resultieren im Szenario Nachhaltigkeit mit einer Verringerung der Stromintensität von insgesamt rd. 61% über den gesamten Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2050.

Dagegen steigt die Verwendung von Strom je Einwohner im Zeitverlauf im Status Quo- aber auch im Effizienzscenario an. Nur im Nachhaltigkeitspfad kann der spezifische Verbrauch zunächst gesenkt werden. Erreicht aber im Jahr 2050 bei rückläufiger Bevölkerung zugleich aber unvermindert wachsender Wirtschaftsaktivität fast wieder das Ausgangsniveau des Jahres 1998.

4.2 Industrie

4.2.1 Energie- und Stromesparpotenziale in der Industrie

Das ISI (Cremer u.a. 2001) hat für die Enquete-Kommission die Energieeinsparpotenziale in der Industrie aus vorliegenden Studien zusammengestellt. Diese Untersuchung stellt damit eine gute Basis für die Abschätzung der Einsparmöglichkeiten in der Industrie dar.

Im Folgenden wird daher zunächst auf die Analyse der gesamten Energieeinsparpotenziale eingegangen bevor dann eine Zuspitzung auf die Stromeinsparmöglichkeiten erfolgt. Die von Cremer u.a. (2001) angegebenen Potenziale beziehen sich auf den aktuellen Stand der Technik und den jeweiligen Verbrauch im Jahr 1998, d.h. auf die „heute unmittelbar verfügbaren technischen Lösungen“. Die Autoren betonen jedoch ausdrücklich, „dass die beschriebene Dynamik der Potenziale der rationellen Energienutzung bei den Szenarien der Enquête-Kommission mitbedacht werden muss und dass die hier beschriebenen Potenziale in der Regel nur einen Realisierungszeitraum von einem Produkt- bzw. Re-Investitionszyklus abdecken, d. h. zwischen 10 und 30 Jahren“ (Cremer u.a. 2001).

Die Potenziale seien daher nicht statisch sondern dynamisch zu verstehen, „weil sowohl laufend neue technische Möglichkeiten entwickelt als auch die Kosten zur Erreichung des verminderten Energieeinsatzes in aller Regel permanent gesenkt werden.“ Hierdurch erwartet das ISI eine Steigerung des wirtschaftlichen Energieeffizienzpotenzials durch Lern- und Skaleneffekte „um etwa 1% pro Jahr“ sowie eine laufende Zunahme des technischen Energieeffizienzpotenzials „durch neue technische Erkenntnisse und Möglichkeiten“ (Cremer u.a. 2001). Diese Zunahme der Potenziale entspricht in ihrer Größenordnung etwa der im Trend erwarteten realen Energieproduktivitätssteigerung in der Industrie¹.

Vor dem Hintergrund eines anzunehmenden Wachstums der Potenziale, etwa in der Größenordnung ihrer Inanspruchnahme im Trendszenario, können die von Cremer u.a. (2001) zusammengestellten Energieeffizienzpotenziale für den Zeitraum bis etwa 2020 als dynamisches Potenzial gegenüber dem Trend interpretiert werden. D. h. die gegenüber einer Status Quo Entwicklung resultierenden Minderungspotenziale können im Zeitverlauf als gleich hoch eingeschätzt werden.

Tabelle 4-1 gibt in Anlehnung an die Arbeiten des ISI (Cremer u.a. 2001) und des Wuppertal Instituts eine Übersicht über die in der Industrie vorhandenen Energieeffizienzpotenziale einschließlich der für die Industrie relevanten Querschnittstechnologien wieder.

In der zitierten Studie werden für 38 energieintensive Industrieprozesse die heute bekannten technischen und wirtschaftlichen Energieeffizienzpotenziale einzeln dargestellt². Diese 38 Prozesse umfassen einen Energieeinsatz von 1.215 PJ, was 50% des industriellen Endenergieeinsatzes im Jahr 1998 entspricht. Die von Cremer u.a. (2001) ermittelten Einsparpotenziale belaufen sich auf 191 PJ bzw. etwa 15,7%. Als wirtschaftliches Potenzial wird eine Größenordnung von insgesamt 65 bis 88 PJ bzw. 5,2 bis 7,2% angegeben.

Neben diesen spezifischen Einsparpotenzialen ergeben sich in der Industrie weitere Einsparmöglichkeiten vor allem bei Querschnittstechnologien in den Bereichen Druckluft,

¹ Prognos und EWI (1999) gehen in ihrem Energiereport für das Verarbeitende Gewerbe von einer Steigerung der Energieeffizienz bezogen auf den Nettoproduktionswert bis zum Jahr 2020 um jahresdurchschnittlich etwa 1,9% pro Jahr aus. Hiervon müssen die Effekte des Strukturwandels sowie der Wertsteigerung der Produktion (d.h. der Entkopplung der monetären Produktionswerte von den realen energieverbrauchsbestimmenden Größen) abgezogen werden.

² Die Oxygenstahlerzeugung wird hier aufgrund der schwierigen Abgrenzung ihres Energieeinsatzes nicht mit berücksichtigt.

Pumpen, weiterer elektrischer Antriebe, Beleuchtung etc. Cremer u.a. (2001) geben die spezifischen Einsparungen für Druckluft bzw. Pumpen und Ventilatoren mit 47,9 bzw. 25% sowie für elektrische Antriebe und Beleuchtung mit 11,3 bzw. 77,2% an. Nach eigenen Berechnungen bzw. nach Angaben von Cremer u.a. (2001) wurden in der Industrie 1998 rd. 37 PJ Strom für die Beleuchtung sowie etwa 457 PJ für Antriebe eingesetzt. Insbesondere für die Antriebe ergibt sich hieraus eine hohe Bedeutung hinsichtlich der Realisierung der Einsparmöglichkeiten.

Die restlichen 708 PJ bzw. rd. 29% des industriellen Energieeinsatzes entfallen auf weitere Prozesswärmezwecke, Raumwärme, Warmwassererzeugung sowie Informations- und Kommunikationstechniken. In diesen Bereichen ergeben sich durchschnittliche Einsparmöglichkeiten von knapp 30% (Wuppertal Institut, Öko-Institut, 1995, 1998 u. 2000), von denen hier sehr vorsichtig 10 bis 15% als nach den engen Kriterien des ISI als wirtschaftlich unterstellt werden können. Insgesamt ergibt sich aus der Potenzialanalyse des ISI ein mittleres Energieeffizienzpotenzial in der Industrie von 21,8%, von dem die Hälfte bis zu zwei Dritteln nach den Kriterien von Cremer u.a. (2001) als wirtschaftlich zu bezeichnen sind.

In der Studie findet sich allerdings keine explizite Wirtschaftlichkeitsdefinition für Effizienztechnologien. Im Text wird i.d.R. auf Amortisationszeiten Bezug genommen. Dabei werden Amortisationszeiten bis etwa 5 Jahre als wirtschaftlich sowie Zeiten darüber i.d.R. als nicht die „Wirtschaftlichkeitskriterien der Industrie“ erfüllend und dementsprechend unwirtschaftlich eingestuft. Hieraus lässt sich folgern, dass unter „Wirtschaftlichkeit“ die jeweiligen einzelwirtschaftlichen Kalküle der Industrie verstanden werden. Sofern Angaben vorliegen betragen aber selbst bei den als unwirtschaftlich eingestuften Investitionen die notwendigen Amortisationszeiten selten mehr als 10 bis 12 Jahre. Dies liegt deutlich unter den jeweiligen erreichbaren Nutzungszeiträumen, so dass angenommen werden kann, dass die zusammengestellten Potenziale überwiegend über ihre Lebensdauer abgeschrieben werden können und insofern aus volkswirtschaftlicher Sicht eine Wirtschaftlichkeit vorliegt³.

Insgesamt lässt sich aus den Angaben des ISI schließen, dass in den nächsten beiden Jahrzehnten gegenüber dem Trend noch einmal etwa 20% des industriellen Energieeinsatzes durch Ausschöpfung der „heute unmittelbar verfügbaren technischen Lösungen“ (Cremer u.a. 2001) eingespart werden können, davon entsprechen etwa die Hälfte bis zwei Drittel den sehr restriktiven Wirtschaftlichkeitskriterien. Vor dem Hintergrund real steigender Energiekosten sowie eines entsprechenden politischen Rahmens ist also auch dieses Potenzial real umsetzbar.

³ In der volkswirtschaftlichen Betrachtung können zwar häufig nur geringere vermiedene (Energie-)Kosten angerechnet werden, was aber durch den anzusetzenden niedrigeren Realzins und die Abschreibung über die Lebensdauer bei Effizienztechnologien meist mehr als ausgeglichen wird. Entscheidend ist aber häufig, dass aus volkswirtschaftlicher Sicht mit längeren Amortisationszeiten gerechnet werden kann. Auch, wenn der Unterschied zwischen einzel- bzw. gesamtwirtschaftlicher Betrachtungsweise stark vom jeweiligen Einzelfall abhängig ist, kann im Regelfall aus volkswirtschaftlicher Sicht ein höheres Effizienzpotenzial als wirtschaftlich und vorteilhaft angesehen werden, als sich dies aus der einzelwirtschaftlichen Betrachtung der einzelnen Wirtschaftsakteure ergibt. Diese Diskrepanz muss durch entsprechende politische Instrumente geschlossen werden.

Tabelle 4-1: Energieeffizienzpotenziale in der Industrie

	Verbrauch 1998 PJ	Technisches Potenzial		Wirtschaftliches Potenzial ⁴			
		PJ	%	von ... PJ	bis ... PJ	von ...%	bis ...%
Primäraluminium	33	7,7	23,3%	2,6	3,3	7,9%	10,0%
Chlorherstellung	40,5	18,9	46,7%	2,2	3,6	5,4%	8,9%
Roheisen	338,9	16,9	5,0%	3,4	6,8	1,0%	2,0%
Elektrostahl	27,8	5,8	20,9%	1,4	2,8	5,0%	10,1%
Warmwalzen	40,4	13,4	33,2%	2	3,2	5,0%	7,9%
Sintern	41,9	5	11,9%	2,9	2,9	6,9%	6,9%
EST-Gießen	20,9	5	23,9%	0,8	1,5	3,8%	7,2%
NE-Gießen	5,5	1,1	20,0%	0,3	0,4	5,5%	7,3%
Sekundäralumin.	4	0,64	16,0%	0,3	0,4	7,5%	10,0%
Primärkupfer	4,1	0,32	7,8%	0,21	0,21	5,1%	5,1%
Sekundärkupfer	6,2	0,5	8,1%	0,25	0,4	4,0%	6,5%
Primärzink	2,1	0,08	3,8%	0,05	0,05	2,4%	2,4%
NE-Halbzeuge	36,5	8,4	23,0%	3,7	5,5	10,1%	15,1%
Ziegelbrennen	15,1	3,4	22,5%	1,5	1,8	9,9%	11,9%
Kalkbrennen	21,6	1,5	6,9%	1,1	1,1	5,1%	5,1%
Zementklinker	79,8	15,9	19,9%	4	6,4	5,0%	8,0%
sonst. Steine Erden	20,1	3,6	17,9%	1,6	2,1	8,0%	10,4%
Olefine	87	11,3	13,0%	5,2	7	6,0%	8,0%
Aluminiumoxid	2,3	0,2	8,7%	0,05	0,05	2,2%	2,2%
Investitionsgüter	43,3	4,3	9,9%	3,5	3,5	8,1%	8,1%
Glas	55,3	13,7	24,8%	5,5	6,6	9,9%	11,9%
Brennen von Feinkeramik	31,1	6,2	19,9%	2,5	3,1	8,0%	10,0%
Primärblei	1,1	0,2	18,2%	0,13	0,13	11,8%	11,8%
Kalisalze	9,8	2,8	28,6%	0,8	1	8,2%	10,2%
Waschmittel	5,2	1,8	34,6%	1	1	19,2%	19,2%
Industr. Backen	10,5	2,1	20,0%	1,1	1,6	10,5%	15,2%
Kohletrocknung	8	2,3	28,8%	0,6	0,8	7,5%	10,0%
Ziegelrocknung	14,4	1,2	8,3%	0,7	0,9	4,9%	6,3%
PVC-Entwässern	1,7	0,2	11,8%	0,05	0,05	2,9%	2,9%
Sodaerstellung	5,4	-	-	-	-	-	-
Holztrocknung	33,8	6,1	18,0%	2,7	4,1	8,0%	12,1%
Papiertrocknung	97,4	11,7	12,0%	4,9	7,8	5,0%	8,0%
Lacke u. Farben trocknen	17,5	2,8	16,0%	1,8	2,1	10,3%	12,0%
Trocknung von Feinkeramik	2,1	0,2	9,5%	0,1	0,1	4,8%	4,8%
Textilherstellung	14,7	2,3	15,6%	1,5	1,8	10,2%	12,2%
Zucker	27,6	11	39,9%	2,2	2,8	8,0%	10,1%
Milchprodukte	4	1,6	40,0%	0,6	0,6	15,0%	15,0%
Futtermittel	4,1	0,6	14,6%	0,4	0,5	9,8%	12,2%
Summe Einzeltechnologien	1214,7	190,74	15,7%	63,64	87,99	5,2%	7,2%
Querschnittstechnologien (Anteil Industrie)							
Druckluft	63	30,2	47,9%	19	22	30,2%	34,9%
Pumpen und Ventilatoren	175,7	43,9	25,0%	21	26	12,0%	14,8%
sonstige elektrische Antriebe	218,3	24,7	11,3%	50,8	50,8	23,3%	23,3%
Beleuchtung	37	28,3	77,2%	20,7	20,7	56,4%	56,4%
Sonstiges ^{A)}	708	210	29,7%	70,8	106,2	10,0% ^{B)}	15,0% ^{B)}
Industrie Gesamt	2416	528	21,8%	246	314	10,2%	13,0%

^{A)} übrige Prozesswärme, Raumwärme, I&K, Warmwasser, Klimatisierung; Einsparpotenzial lt. WI; ^{B)} ,Grobabschätzung WI

Quellen: Cremer u.a. (2001), Wuppertal Institut, Öko-Institut, 1998 u. 2000, Wuppertal Institut (2001)

⁴ Die Bestimmung der Potenziale erfolgt unter Zugrundelegung für die Industrie üblicher Amortisationszeiten.

Weitere Kernaussagen der Potenzialanalyse sind:

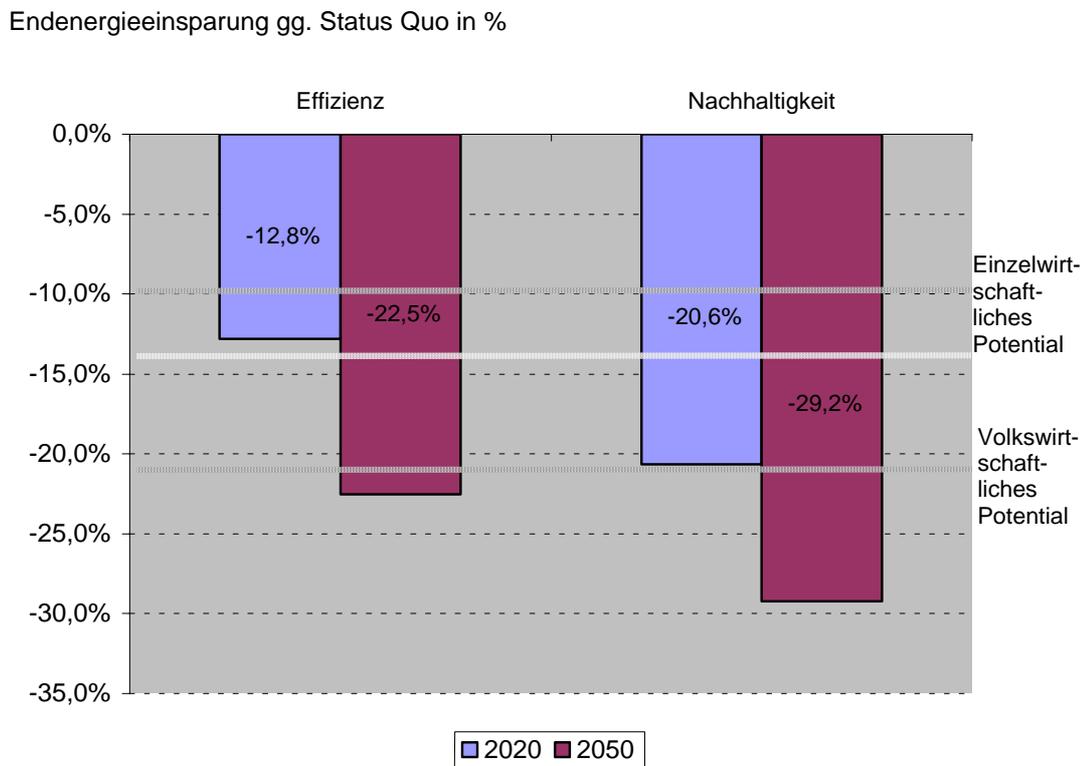
- Die größten spezifischen und absoluten Einsparpotenziale finden sich im Bereich der Querschnittstechniken, vor allem bei motorischen Anwendungen. Die meisten dieser Anwendungen basieren dabei auf dem Einsatz von Elektrizität, was die energie- und klimapolitische Bedeutung dieses Bereichs aufgrund der vorgelagerten Umwandlungsverluste und Lastwirkungen im Stromsystem unterstreicht. Im Bereich der Stromanwendungen sind daher die Einsparpotenziale tendenziell als überdurchschnittlich hoch einzustufen.
- Bei den energieintensiven Produktionsprozessen (vor allem thermische Anwendungen z.B. in der Stahlindustrie, Zementindustrie usw.) sind die wirtschaftlichen Potenziale dagegen begrenzt und können oft nur bei Anlagenerneuerungen im Rahmen der Investitionszyklen realisiert werden. Neben der laufenden Optimierung der Anlagen rücken hier deshalb verstärkt Aspekte des Stoffstrommanagements (intrasektoraler Strukturwandel durch Recycling, neue Rohstoffe oder Zusatzstoffe) und alternative CO₂-arme Energieträger in den Mittelpunkt.
- Die begrenzten Möglichkeiten zur direkten Reduktion des Energieverbrauchs in der Grundstoffindustrie unterstreicht die Bedeutung der indirekten Verbrauchsminderung durch Maßnahmen in den nachgelagerten Produktionsbereichen. In den Branchen des Fahrzeug- und Maschinenbaus, Elektrotechnik, Konsumgüter usw. kann durch materialsparende Konstruktionen der Bedarf an energieintensiven Werkstoffen und dadurch der Energiebedarf für deren Herstellung gesenkt werden. Die aufgrund ihrer eher geringen Energieintensität bislang vernachlässigten Zielgruppen der Investitions- und Konsumgüterindustrie gewinnen hierdurch neue energie- und klimapolitische Bedeutung.

Insbesondere die beiden letzten Aspekte unterstreichen den dringenden Bedarf nach einem neuen, umfassenderen Verständnis von Energie- und Klimapolitik, die über bestehende analytische und administrative Begrenzungen hinweg einen Beitrag zu ganzheitlichen Nachhaltigkeitsstrategien leisten kann.

4.2.2 Szenariodefinition

Die beiden im Rahmen dieser Untersuchung entwickelten vom Status Quo abweichenden Szenarien unterscheiden sich basierend auf dem in Kapitel 3 dargestellten Baukastensystem im Bereich der Industrie in erster Linie durch eine unterschiedlich starke Ausschöpfung der vorhandenen Energieeinsparpotenziale. In Abbildung 4-3 sind die Endenergieeinsparungen im Effizienz- und Nachhaltigkeitsszenario gegenüber der Status Quo Entwicklung dargestellt.

Abbildung 4-3: Energieeinsparung gegenüber Status Quo in der Industrie



Nachfolgend werden die Szenarien kurz in Hinblick auf die jeweils verfolgte Energieeffizienzstrategie charakterisiert.

- In Übereinstimmung mit der Grundphilosophie dieses Szenarios werden im **Nachhaltigkeitsszenario** die größten Energieeinsparungen erreicht. Als Grundannahme wird davon ausgegangen, dass die vorhandenen volkswirtschaftlich rentablen Energieeffizienzpotenziale durch geeignete Politikmaßnahmen weitgehend adressiert und erschlossen werden.

Im Vergleich mit der Status Quo-Entwicklung zeigt sich, dass im Szenario Nachhaltigkeit bis 2020 gut 20% eingespart werden. Damit werden in diesem Szenario die nach den Angaben des ISI und des Wuppertal Instituts (vgl. Tabelle 4-1) aus heutiger Sicht vorhandenen Energieeffizienzpotenziale in der Industrie weitgehend mobilisiert.

Bis 2050 werden dann Einsparungen gegenüber der Status Quo-Entwicklung in Höhe von knapp 30% erwartet. Dies begründet sich aus einer dynamischen Weiterentwicklung der Energieeffizienzpotenziale auch im Zeitraum nach 2020. Das Einsparpotenzial gegenüber der Status Quo Entwicklung wird auch dadurch verstärkt, dass unter Trendbedingungen für den Zeitraum 2020 bis 2050 vor dem Hintergrund des nach 2020 geringeren Wachstums der Produktion von einer „geringeren Umsetzung von Effizienzfortschritten“ (1,5% pro Jahr gegenüber 1,9% pro Jahr im Zeitraum 1998 bis 2020) ausgegangen wird (IER 2001). Im Nachhaltigkeitsszenario wird demgegenüber hier angenommen, dass es möglich sein wird, auch bei insgesamt langsamem Wachstum

durch eine entsprechende Modernisierungsstrategie und eine Aufrechterhaltung der Innovationsdynamik die weiterhin bestehenden Effizienzpotenziale zu erschließen. Im Effekt ergibt sich gegenüber dem Trend ein prozentual höheres Einsparpotenzial.

- Im **Effizienzscenario** werden auf der Energienachfrageseite (vor allem in der Industrie) die Energieeinsparpotenziale weitestgehend im Rahmen der vorhandenen einzelwirtschaftlichen Potenziale ausgeschöpft. Dabei wird angenommen, dass diese für die einzelnen Industrieunternehmen ökonomisch attraktiven Einsparpotenziale durch entsprechende Maßnahmen bis 2020 auch weitgehend aktiviert werden können. Gegenüber dem Szenario Nachhaltigkeit werden im Szenario Effizienz die Energieeinsparpotenziale nur etwa halb so stark ausgeschöpft werden.

Im Vergleich zum Status Quo kommt es im Effizienzscenario bis 2020 damit zu einer Endenergieeinsparung von rd. 12,8%, was noch unterhalb der oberen Grenze des einzelwirtschaftlichen Einsparpotenzials (s. Tabelle 4-1) liegt. Bis zum Jahr 2050 kann die Einsparung auf dann etwa 22,5% ausgedehnt werden. Damit wird das aus heutiger Sicht vorhandene technische Potenzial vollständig realisiert.

4.2.3 Szenarioergebnisse im Vergleich

In Tabelle 4-2 werden die Stromeinsätze der beiden Szenarien der Status Quo Entwicklung nach Prognos/EWI (1999) gegenübergestellt. Nachrichtlich ist zudem die aktuelle Referenzentwicklung angegeben, die im Rahmen der Arbeiten für die Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ erarbeitet worden ist (Prognos/IER (2002).

Tabelle 4-2: Stromeinsatz der Industrie bis 2050 im Szenariovergleich

in PJ	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2030	2040	2050
Status Quo	748	686	756	754	792	815	839			
Effizienz	748	686	756	753	781	798	813	831	825	800
Nachhalt.	748	686	756	744	756	755	752	722	697	662
Referenz Enquête	748	686	756	774	792	816	839	855	848	823

Quelle: Prognos/EWI 1999, Prognos/IER 2002, Wuppertal Institut 2001

Entsprechend der Szenariodefinitionen unterscheiden sich das Effizienz- und das Nachhaltigkeitsszenario ebenso untereinander wie gegenüber dem Status Quo Entwicklungspfad vor allem in den Veränderungsdaten der Energieintensität der Industrie (vgl. Tabelle 4-3).

- Im Status Quo (Prognos/EWI 1999) wird angenommen, dass die Stromproduktivität der Industrie, d.h. die Entwicklung des Nettoproduktionswertes der Industrie bezogen auf den Stromeinsatz, zwischen 1998 und 2020 um etwa 1,4% pro Jahr steigen wird. Nach 2020 wird eigenen Abschätzungen zufolge, bei gleichzeitig erheblich sinkenden Produktionszuwächsen, von einer schrittweisen Verlangsamung der Effizienzentwicklung ausgegangen. Im Zeitraum 2020 bis 2050 ergibt sich daher ein Rückgang der durchschnittlichen Produktivitätssteigerung auf nur noch 1,2% pro Jahr.

Die Entwicklung der absoluten Stromeinsätze unter Status Quo Bedingungen zeigt demgegenüber ein etwas anderes Bild. Bis 2020 steigt der Einsatz elektrischer Energie trotz der Produktivitätssteigerung noch an, da diese vollständig durch das Produktionswachstum kompensiert wird.

- Im Nachhaltigkeitsszenario kann der Rückgang der Stromintensität der Industrie aufgrund der expliziten Effizienzpolitik deutlich, d.h. um knapp ein Drittel, beschleunigt werden. Bis zum Jahr 2020 erhöht sich der Rückgang der Stromintensität auf 1,9% pro Jahr. Zwischen 2020 und 2050 beträgt der Rückgang etwa 1,6% pro Jahr. Wirtschaftswachstum und Stromverbrauchsentwicklung sind damit nur teilweise voneinander entkoppelt.

Die Stromsparstrategie führt in der Industrie dazu, dass weitere Steigerungen des Stromeinsatzes, u.a. durch den Trend zu einer verstärkten Nutzung von strombasierenden Technologien etc. gestoppt bzw. durch Stromeinsparung und –substitution in anderen Bereichen kompensiert werden kann. Bis 2020 stellt sich damit ein etwa konstantes Niveau des industriellen Stromeinsatzes ein. Danach überwiegen die Effizienzeffekte, so dass es auch absolut zu einem Rückgang kommt. Wirtschaftswachstum und Stromnachfrage sind unter den Rahmenbedingungen des Nachhaltigkeitsszenarios voneinander entkoppelt.

Tabelle 4-3: Stromintensität der Industrie in den Nachhaltigkeitsszenarien

Veränderungs- raten in% pro Jahr	98 / 95	10 / 98	20 / 10	30 / 20	40 / 30	50 / 40	20 / 98	50 / 20	50 / 98
Status Quo	-1,8%	-1,3%	-1,4%				-1,4%		
Effizienz	-1,8%	-1,4%	-1,6%	-1,2%	-1,2%	-1,2%	-1,5%	-1,2%	-1,3%
Nachhaltigkeit	-1,8%	-1,7%	-2,0%	-1,8%	-1,5%	-1,5%	-1,9%	-1,6%	-1,7%

Quelle: Wuppertal Institut 2001, Prognos/EWI 1999

- Das Effizienzzenario beschränkt sich demgegenüber bis 2020 explizit auf die Realisierung der einzelwirtschaftlichen Sparpotenziale. Hieraus resultiert ein durchschnittlicher Rückgang der Stromintensität von rd. 1,3% pro Jahr über den gesamten Zeitraum bis 2050.

Trotz dieser gegenüber dem Status Quo verstärkten Produktivitätssteigerung steigt der Stromeinsatz der Industrie im Effizienzzenario bis 2030 langsam weiter an. Erst gegen Ende des Szenariozeitraums überwiegen dann die Einspareffekte, so dass sich ein leicht rückläufiger Stromeinsatz einstellt.

4.3 Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

4.3.1 Energie- und Stromeinsparpotenziale

Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung konnten eigene Abschätzungen zum Energieeinsparpotenzial im Gewerbe, Handel und Dienstleistungssektor nur in begrenztem Umfang durchgeführt werden. Die Entwicklung der Nachhaltigkeitsszenarien beruht auf einer aktuellen und detaillierten Potenzialanalyse für den Bereich des Stromeinsatzes die von Wuppertal Institut und ebök (Lechtenböhrer, Rath u.a. 2001) im Auftrag des Umweltbundesamts durchgeführt wurde. Zusätzlich wurde, wie im Abschnitt Industrie dargestellt, auf aktuelle Szenario- und Potenzialanalysen bzw. -zusammenstellungen des Wuppertal Instituts und des Öko-Instituts, 1995, 1998 u. 2000) sowie des ISI (Cremer u.a. 2001) zurückgegriffen.

Das ISI (Cremer u.a. 2001) hat für die Enquete-Kommission die Energieeinsparpotenziale im Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie der sogenannten Querschnittstechnologien, Kraft und Licht etc. aus vorliegenden Studien zusammengestellt. Die von Cremer u.a. (2001) angegebenen Potenziale beziehen sich auf den aktuellen Stand der Technik und den jeweiligen Verbrauch im Jahr 1998, d.h. auf die „heute unmittelbar verfügbaren technischen Lösungen“. Analog zur Argumentation im Bereich der Industrie können die von Cremer u.a. (2001) zusammengestellten Energieeffizienzpotenziale für den Zeitraum bis etwa 2020 als dynamisches Potenzial gegenüber dem Trend interpretiert werden.

Tabelle 4-4 gibt in Anlehnung an die Arbeiten des ISI (Cremer u.a. 2001) und des Wuppertal Instituts eine Übersicht über die in Gewerbe, Handel und Dienstleistungsbereich vorhandenen Energieeffizienzpotenziale wieder.

Insgesamt lässt sich aus den Potenzialanalysen des ISI und des Wuppertal Instituts schließen, dass in den nächsten beiden Jahrzehnten gegenüber dem Trend gut 30% des Energieeinsatzes in Gewerbe, Handel und Dienstleistungsbetrieben durch Ausschöpfung der „heute unmittelbar verfügbaren technischen Lösungen“ (Cremer u.a. 2001) eingespart werden können. Davon halten etwa 18% die sehr restriktiven Wirtschaftlichkeitskriterien (s.o.) ein. Vor dem Hintergrund real steigender Energiekosten sowie eines entsprechenden politischen Rahmens ist dieses Potenzial also auch real umsetzbar. Die größten Einsparpotenziale ergeben sich hierbei in den Bereichen, in denen der Stromeinsatz dominiert, so dass die Stromeinsparpotenziale insgesamt noch etwas oberhalb dieser Prozentwerte liegen.

Tabelle 4-4: Energieeffizienzpotenziale in Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

	Verbrauch 1998			Technisches Potenzial		Wirtschaftliches Potenzial	
	PJ	PJ	%	PJ	%	PJ	%
Mechanische Anwendungen	314	179	57%	62,8	20%	26,2	8%
Thermische Anwendungen	369	108	29%	81,1	22%	37,4	10%
Beleuchtung	97	94	97%	74,9	77%	54,7	56%
Information u. Kommunikat.	35	35	100%	17,5	50%	17,5	50%
Bereitschaftsschaltungen			100%		73%		
Raumwärme	697	47	7%	236,2	34%	142,9	21%
GHD Gesamt	1.512	463	31%	472,5	31%	278,7	18%

^{A)} übrige Prozesswärme, Raumwärme, I&K, Warmwasser, Klimatisierung; Einsparpotenzial lt. WI; ^{B)} ,Grobabschätzung WI

Quellen: Cremer u.a. (2001), Wuppertal Institut, Öko-Institut, 1998 u. 2000, Wuppertal Institut (2001)

Nach (Lechtenböhrer, Rath u.a. 2001) finden sich bis zum Zielhorizont 2010 die größten Einsparpotenziale im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen in den Bereichen

- Licht,
- EDV,
- Kommunikationstechniken,
- elektrischen Antrieben für allgemeine Anwendungen sowie
- Pumpen und Lüftern als wichtigen Querschnittstechnologien zur Stromeinsparung.

Als zentrale Techniken bzw. Ansatzpunkte zur Stromeinsparung in Gewerbe, Handel und Dienstleistungssektor wurden die Verringerung von Stand-by- bzw. Bereitschaftsverlusten vor allem im Bereich der EDV und der Kommunikationsanlagen, der breite Einsatz von elektronischen Vorschaltgeräten und Dreibandenerleuchtstofflampen bei Nachrüstung und Neuinstallation von Beleuchtungsanlagen sowie von Frequenzumrichter zum drehzahl-geregelten Betrieb von Elektromotoren aller Leistungsklassen in Pumpen, Ventilatoren etc. identifiziert. Potenziale zur Substitution von Strom sind bei der Kältebereitstellung für Klimatisierung z.B. durch Abwärme, Fernwärme oder Solarwärme vorhanden sowie durch Erdgas beim Kochen v.a. in kleineren Kantinen, Gaststätten etc.

Noch größere Einsparungen als durch den Einsatz stromsparender Einzeltechniken sind häufig durch Systemoptimierung bei Umwälzpumpen für Medientransport einschließlich der zugehörigen Rohrleitungssysteme sowie bei RLT-Anlagen möglich. Insbesondere eine bedarfsabhängige Regelung bei Beleuchtungs- und Lüftungs- bzw. Klimaanlage birgt im Regelfall erhebliche Einsparpotenziale. Im Neubau bzw. bei der Neueinrichtung von Anlagen können durch integrale Planung und optimierte Ausführung nicht nur Energiekosten, sondern häufig auch Investitionskosten eingespart werden.

Zusätzliche größere Einsparpotenziale ergeben sich längerfristig durch einige sehr vielversprechende Techniken, die allerdings z. T. noch F & E-Anstrengungen zur Entwicklung marktreifer Produkte erfordern. Dies sind u.a. neue Antriebskonzepte wie Permanentmagnet-Motoren und geschaltete Reluktanz-Motoren und die optimierte Stromversorgung von

Telefonanlagen durch entsprechende Schaltnetzteile und den damit verbundenen geringeren Klimatisierungsbedarf. Eine weitere vielversprechende Technik sind die LED (Light-emitting-diodes) für Beleuchtungsanwendungen. Sie sind heute bereits in vielen speziellen Anwendungen vertreten und können voraussichtlich in einigen Jahren zunehmend für allgemeine Beleuchtungszwecke eingesetzt werden, wobei sie gegenüber den herkömmlichen Systemen häufig überlegene beleuchtungstechnische Eigenschaften aufweisen (vgl. folgende Wendeszene „Licht, ganz anders und effizient“). Einen guten Einblick in die Möglichkeiten der Energieeinsparung im Gewerbe, beim Handel aber auch den privaten Verbrauchern geben auch zahlreiche Forschungsprojekte, die in den vergangenen Jahren für das Umweltbundesamt durchgeführt worden sind (UBA 2002).

Wendeszene: Licht, ganz anders und effizient

Im Zusammenhang mit Klima- und Ressourcenschutz stehen die Bemühungen um eine effiziente Nutzung von elektrischer Energie an zentraler Stelle. Zahlreiche Tätigkeiten in Forschung und Entwicklung haben zum Ziel, mit immer geringerem Energieeinsatz einen steigenden Nutzen für die Anwender technischer Geräte und Anlagen bereitzustellen. Der Beleuchtung kommt wegen ihrem flächendeckenden Einsatz in allen Wirtschafts- und Lebensbereichen eine besondere Bedeutung zu: Beleuchtung mit künstlichem Licht trägt nicht nur in erheblichem Maße zum Stromverbrauch bei, sondern hat in entscheidender Weise Einfluss auf Lebensqualität und Leistungsvermögen der Menschen.

Die bisher eingesetzten Beleuchtungssysteme basieren – von wenigen Ausnahmen in Nischenbereichen abgesehen – entweder auf dem Prinzip der Wärmestrahlung (Glühlampen) oder der Gasentladung (Leuchtstofflampen, Hoch- bzw. Niederdruck-Entladungslampen). Während die Glühlampe seit ihrer Erfindung vor etwa 100 Jahren nur einen Produktivitätssprung – die Entwicklung der Halogen-Glühlampen – aufweisen kann, sind die Gasentladungslampen seit etwa 1940 kontinuierlich verbessert worden und weisen heute sehr hohe Energieausbeuten auf.

Die weitgehend ausgereiften Systeme auf der Basis von Gasentladungslampen haben sich in zahlreichen Anwendungsfeldern durchgesetzt und verdrängen seit der Entwicklung einer Kompaktvariante - der sogenannten „Energiesparlampe“ – zunehmend auch die energetisch uneffizienten Glühlampen.

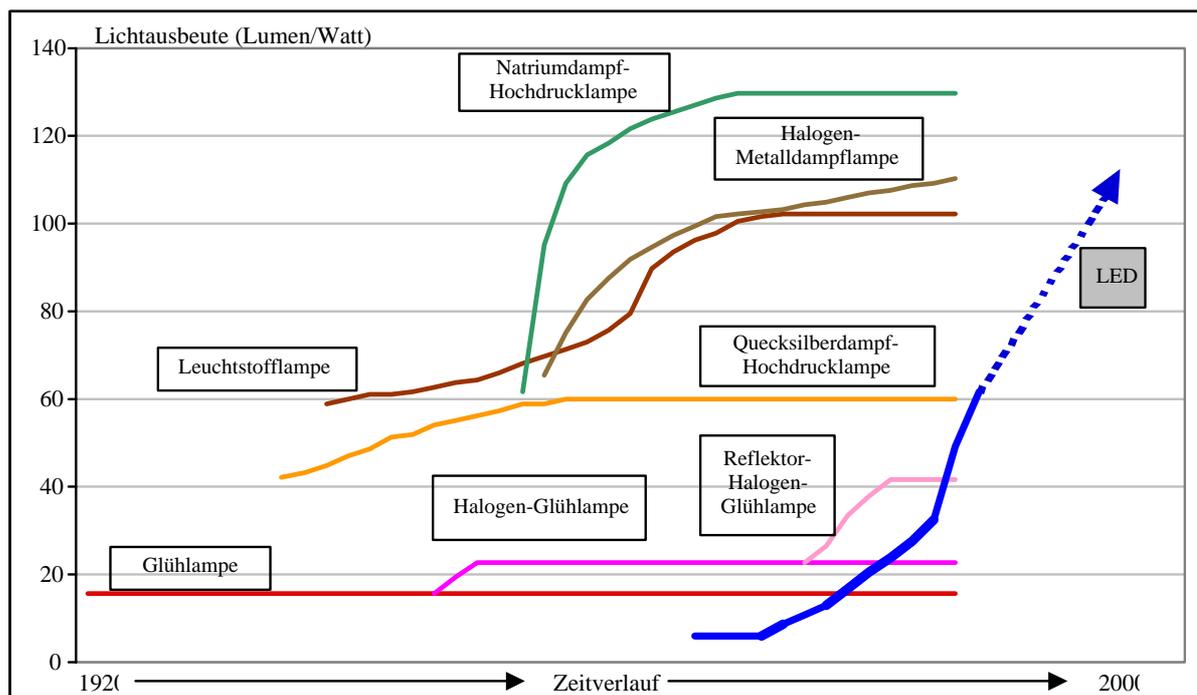
Allerdings werden die vorherrschenden Beleuchtungssysteme auch kritisch gesehen: Glühlampen sind wegen ihrer schlechten Energieausbeute aus Umwelt- und Klimaschutzgründen in Verruf geraten. Die Entladungslampen hingegen werden häufig in einen Zusammenhang mit dem sogenannten „Sick-Building-Syndrom“ gebracht, außerdem bestehen teilweise Vorbehalte gegen die durch sie entstehenden elektromagnetischen Felder („Elektro-Smog“), dessen Einfluss auf den menschlichen Organismus bis heute noch nicht eindeutig geklärt werden konnte. Zudem enthalten viele der Entladungslampen geringe Mengen Quecksilber, welches den ausgedienten Lampen zwar vollständig entnommen und einer Wiederverwendung oder gesicherten Entsorgung zugeführt werden kann, allerdings

nur, wenn die Lampen der ordnungsgemäßen Verwertung auch zugeführt werden. Letzteres ist bei gewerblichen und öffentlichen Betrieben die Regel, nicht jedoch bei privaten Haushalten.

Vor diesem Hintergrund ist das große Interesse an einer völlig neuartigen Beleuchtungstechnik zu verstehen: den licht-emittierenden Dioden, kurz LED genannt (**L**ight **E**mitting **D**iodes). Wegen der besonderen Eigenschaften des Lichts aus LED ist zudem mit einigen Nachteilen der bisherigen Systeme nicht zu rechnen. Sie sind u. a. extrem langlebig und robust, unproblematisch während der Nutzung, potenziell energiesparend und auch ressourcenschonend. Zwar gibt es Leuchtdioden schon seit etwa 40 Jahren, jedoch waren sie bislang nur in wenigen Farben verfügbar und weisen zudem meist keine nennenswerten Lichtausbeuten auf, so dass ihr Einsatz auf Nischenanwendungen beschränkt blieb.

Diese Situation hat sich seit Entwicklung einer blauen LED Anfang der 1990er Jahre grundlegend verändert: Durch Mischung verschiedenfarbiger LED bzw. Verwendung von Leuchtstoffen ist die Herstellung von weißem Licht aus LED möglich geworden.

Abbildung 4-4 Zeitliche Entwicklung der Lichtausbeuten verschiedener Lampentypen



Quelle: LumiLeds Lighting

Die Lichtausbeute der heute in Entwicklung befindlichen weißen LED liegen heute in einem Bereich, in dem aus energetischer Sicht Glühlampen und auch Halogenglühlampen bereits ersetzt werden können (vgl. Abbildung 4-4). Allerdings schränken die hohen Preise den Einsatz der LED noch auf Nischenanwendungen ein. Potentielle Marktchancen für die äußerst robuste Technologie sind zur Zeit überall da gegeben, wo die Wartungskosten die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen dominieren (z. B. Ampelanlagen). Um die Energieeffi-

zienz von Energiesparlampen oder gar Dreiband-Langfeld-Leuchtstofflampen zu überbieten, sind Lichtausbeuten von mindestens 40 bzw. 65 lm/W notwendig, Werte, die innerhalb der nächsten 5 bis 10 Jahre erwartet werden. Potentiell können mit weißen LED Lichtausbeuten bis zu 150 oder gar 200 lm/W erzielt werden, allerdings auf einer Zeitskala von etwa 20 Jahren. LED sind damit einer der technologischen Hoffnungsträger für die Zukunft.

4.3.2 Szenariodefinition

Die Szenarien Effizienz und Nachhaltigkeit unterscheiden sich im Bereich der Energienachfrage in erster Linie durch unterschiedlich starke Nutzung der vorhandenen Energieeinsparpotenziale. In Abbildung 4-5 sind die Endenergieeinsparungen und die damit jeweils verbundene Ausschöpfung der einzel- bzw. gesamtwirtschaftlichen Effizienzpotenziale im Effizienz- bzw. im Nachhaltigkeitsszenario gegenüber dem Status Quo-Szenario dargestellt. Sie lassen sich wie folgt charakterisieren:

- In Übereinstimmung mit der Grundphilosophie dieses Szenarios werden im **Nachhaltigkeitszenario** die größten Energieeinsparungen erreicht. Als Grundannahme wird davon ausgegangen, dass die vorhandenen volkswirtschaftlich rentablen Energieeffizienzpotenziale durch geeignete Politikmaßnahmen weitgehend adressiert und erschlossen werden können.

Die vorhandenen Einsparpotenziale beim Stromeinsatz (vgl. Wuppertal Institut, Öko-Institut, 1998 u. 2000 sowie Lechtenböhrer und Rath 2001) werden bis 2020 zu gut 70% umgesetzt. Im Vergleich mit der Referenzentwicklung zeigt sich, dass im Szenario Nachhaltigkeit bis 2020 rd. 23% der im Bereich von Gewerbe, Handel und Dienstleistungen benötigten Endenergie eingespart werden. Damit werden in diesem Szenario die nach den Angaben des ISI und des Wuppertal Instituts (vgl. Tabelle 4-1) aus heutiger Sicht vorhandenen einzelwirtschaftlichen Energieeffizienzpotenziale in diesem Nachfragesektor bis zum Jahr 2020 vollständig mobilisiert.

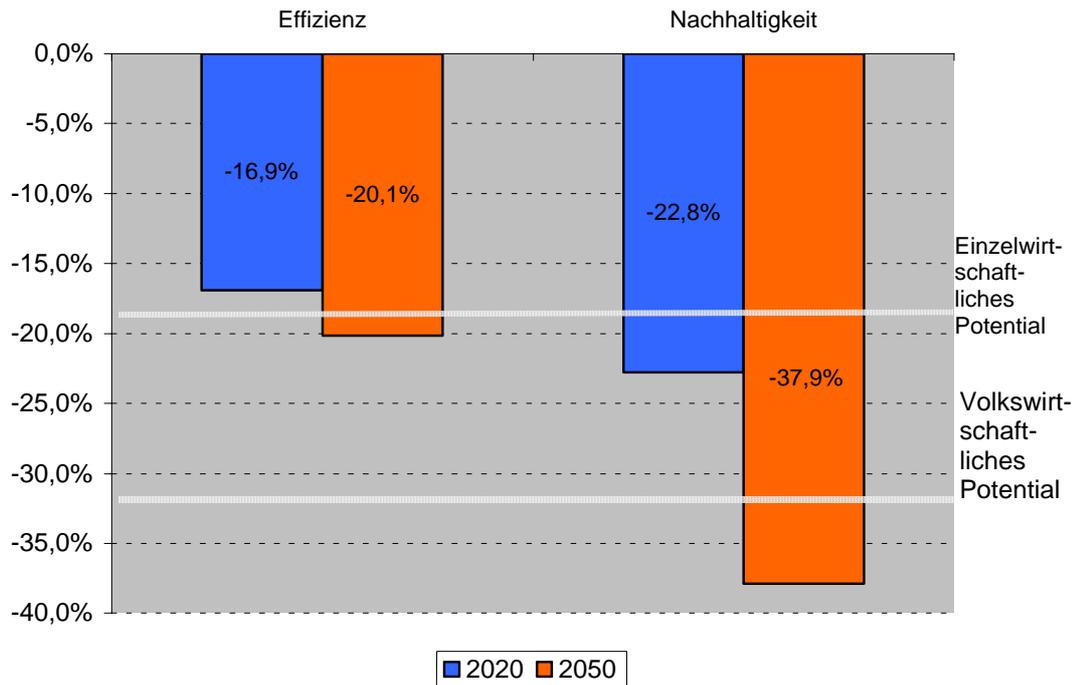
Bis 2050 werden dann Einsparungen gegenüber der Status Quo Entwicklung in Höhe von fast 38% erwartet. Dies begründet sich aus einer dynamischen Weiterentwicklung der Energieeffizienzpotenziale auch im Zeitraum nach 2020. Es wird angenommen, dass es möglich sein wird, auch bei insgesamt langsamerem Wachstum durch eine entsprechende Modernisierungsstrategie die weiterhin bestehenden Effizienzpotenziale zu erschließen (vgl. Tabelle 4-3). Dabei wurde unterstellt, dass bei Neuanschaffungen bis 2010 zu etwa 75% jeweils die in den einzelnen Jahren marktbesten Geräte und Anlagenkonzepte gewählt werden⁵. Danach steigt dieser Wert auf rd. 80% an. Rund 25% bzw. ab 2020 noch 20% der Neuanschaffungen sind durchschnittliche Techniken. Sofern Anlagen aufgrund gestiegener Anforderungen oder Betriebsausweitungen vollständig neu installiert werden, wird davon ausgegangen, dass auch die Möglichkeiten

⁵ In Lechtenböhrer, Rath u.a. (2001) wurde abweichend hiervon, bereits bis 2010 ein Wert von 80% marktbesten Geräte und Anlagen angenommen.

der integralen Planung und hierdurch vorhandene Optimierungsmöglichkeiten genutzt werden.

Abbildung 4-5: Energieeinsparung gegenüber der Status Quo Entwicklung in Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

Einsparung gegenüber Status Quo in %



- Im **Effizienzscenario** werden auf der Energienachfrageseite die Energieeinsparpotenziale im Rahmen der vorhandenen einzelwirtschaftlichen Potenziale ausgeschöpft. Dabei wird angenommen, dass diese für die einzelnen Unternehmen im Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen ökonomisch attraktiven Einsparpotenziale durch entsprechende Maßnahmen aktiviert werden können und so die zahlreichen vorhandenen Hemmnisse weitgehend überwunden werden können. Gegenüber dem Szenario Nachhaltigkeit bedeutet die Beschränkung auf die aus heutiger Sicht einzelwirtschaftlich rentablen Potenziale, dass im Szenario Effizienz die vorhandenen technischen Energieeinsparpotenziale nur etwa zu gut 70% ausgeschöpft werden.

Nach Vergleichsanalysen (vgl. Lechtenböhrer, Rath u.a. (2001)) entspricht das Szenario Effizienz einem mittleren Einsparpfad, bei dem unterstellt wird, dass bei Neuanschaffungen zu etwa 50% jeweils marktbeste Geräte und Anlagenkonzepte gewählt werden und die andere Hälfte aus marktdurchschnittlichen Techniken besteht. Im Vergleich zum Status Quo kommt es im Effizienzscenario bis 2020 zu einer Endenergieeinsparung von rd. 17%. Bis zum Jahr 2050 kann die Einsparung auf dann etwa 20%

ausgedehnt werden. Damit wird das einzelwirtschaftliche Potenzial vollständig realisiert (s. Tabelle 4-1).

4.3.3 Szenarioergebnisse im Vergleich

In Tabelle 4-5 werden die Stromeinsätze der Nachhaltigkeitszenarien dem Status Quo-Szenario nach Prognos/EWI (1999) gegenübergestellt. Nachrichtlich ist zudem die aktuelle Referenzentwicklung angegeben, die im Rahmen der Arbeiten für die Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ erarbeitet worden ist (Prognos/IER (2002)).

Tabelle 4-5: Stromeinsatz von Gewerbe, Handel und Dienstleistungen bis 2050 im Szenariovergleich

in PJ	1990	1995	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Status Quo	388	447	443	496	526			
Effizienz	388	447	443	492	477	482	487	496
Nachhaltigkeit	388	447	443	468	420	419	408	390
Referenz Enquête	388	447	443	494	525	548	541	521

Quelle: Prognos/EWI 1999, Prognos/IER 2002, Wuppertal Institut 2001

Entsprechend der Szenariodefinitionen unterschieden sich die Szenarien untereinander und vom Referenzszenario vor allem in den Veränderungsraten der Energieintensität in Gewerbe, Handel und Dienstleistungsbereich (vgl. Tabelle 4-5).

- In der Status Quo Entwicklung (Prognos/EWI 1999) wird angenommen, dass die Stromintensitäten im Bereich von Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, d.h. ihr Endenergieeinsatz bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt des Sektors, zwischen 1998 und 2020 um etwa 1,3% pro Jahr sinken wird. Nach 2020 kann, bei gleichzeitig erheblich sinkenden Produktionszuwächsen, von einer Verlangsamung der Effizienzentwicklung ausgegangen werden. Im Zeitraum 2020 bis 2050 ergibt sich ein Rückgang der Stromintensität von nur noch 0,8% pro Jahr.

Die absoluten Stromeinsätze steigen vor diesem Hintergrund bis 2030 trotz der Produktivitätssteigerung noch langsam an, da diese vollständig durch das Wirtschaftswachstum und das Ansteigen wichtiger Treibergrößen (steigende Flächen pro Beschäftigten und höherer Technisierungsgrad der Arbeitsplätze) kompensiert wird. Erst nach 2030 verlangsamt sich das Produktionswachstum, so dass die Produktivitätssteigerung dominiert und die absoluten Stromeinsätze langsam zurückgehen.

- Im Nachhaltigkeitsszenario kann der Rückgang der Energieintensität in Gewerbe, Handel und Dienstleistungen aufgrund der ausgeprägten Effizienzpolitik deutlich beschleunigt werden. Zwischen 1998 und 2020 wird ein Rückgang der spezifischen Stromeinsätze um 2,3% pro Jahr erreicht. Zwischen 2020 und 2050 beträgt der Rückgang etwa 1,4% pro Jahr. Gegenüber der Status Quo Entwicklung ist der Rückgang der Stromintensität damit um fast 60% verstärkt.

Nach 2010 kann dadurch der in der Referenz deutliche Anstieg der Stromeinsätze in Gewerbe, Handel und Dienstleistungen gestoppt werden und es kommt zu einem lang-samen Rückgang der Stromverwendung in diesem Sektor.

Tabelle 4-6 Verringerung des spezifischen Energieeinsatzes von Gewerbe, Handel und Dienstleistungen in den Nachhaltigkeitsszenarien (Veränderungsraten in% pro Jahr)

	98 / 95	10 / 98	20 / 10	30 / 20	40 / 30	50 / 40	20 / 98	50 / 20	50 / 98
Status Quo									
Strom	0,0%	-1,4%	-1,2%	-1,0%	-1,4%	-1,3%	-1,3%	-0,8%	-1,0%
Effizienz									
Strom	0,0%	-1,5%	-2,1%	-1,3%	-1,0%	-0,8%	-1,7%	-1,0%	-1,3%
Nachhaltig-keit									
Strom	0,0%	-1,9%	-2,8%	-1,4%	-1,4%	-1,5%	-2,3%	-1,4%	-1,8%

Quelle: Wuppertal Institut 2001, Prognos/IER 2002, Prognos/EWI 1999, eigene Überlegungen

- Das Effizienzzenario beschränkt sich demgegenüber explizit auf die Realisierung der einzelwirtschaftlichen Sparpotenziale. Hieraus resultiert ein durchschnittlicher Rückgang der Stromintensität von rd. 1,3% pro Jahr über den gesamten Zeitraum bis 2050. Damit liegt das Szenario mit einem bis 2010 zunächst noch ansteigenden und dann mehr oder weniger konstanten Stromeinsatz zwischen der Referenzentwicklung und dem Nachhaltigkeitsszenario.

4.4 Private Haushalte

4.4.1 Energie- und Stromeinsparpotenziale

Auch bei den privaten Haushalten beruht die Szenarioentwicklung auf den bereits genannten Potenzialanalysen und den aktuellen Zusammenstellungen (Wuppertal Institut und Öko-Institut 1995, 1998 u. 2000, Cremer u.a. 2001, Lechtenböhrer, Rath u.a. 2001).

Tabelle 4-7 gibt einen Überblick über die bestehenden technischen bzw. wirtschaftlichen Effizienzpotenziale im Haushaltsbereich (ohne Raumwärme). Dabei wird nicht nach Energieträgern unterschieden. Allerdings werden die dargestellten Anwendungen überwiegend durch Strom bereitgestellt. Insgesamt ergibt sich im Haushaltsbereich ein technisches Einsparpotenzial von rd. 50% des hier erfassten Stromeinsatzes (ohne Raumwärme). Davon sind etwa 21 bis 36% als wirtschaftlich zu bezeichnen.

Die größten Einsparpotenziale bestehen in den Bereichen Kühlen und Gefrieren, Unterhaltungselektronik, Bereitschaftsschaltungen (stand-by) bzw. den Leerlaufverlusten insgesamt⁶, Waschen, Trocknen und Geschirrspülen, Beleuchtung sowie Warmwasserbereitung.

Tabelle 4-6: Energieeffizienzpotenziale in privaten Haushalten

	Verbrauch 1998 PJ	Technisches Potenzial		Wirtschaftliches Potenzial			
		PJ	%	Nach Cremer u.a.		ergänzt	
				PJ	%	PJ	%
Beleuchtung	41,0	31,6	77,2%	23,1	56,4%	23,1	56,4%
Bereitschaftsschaltungen ^{A)}	56,9	41,3	72,7%		^{B)}	27,5 ^{C)}	48,4% ^{C)}
Warmwasserbereitung (elektrisch)	127,8	44,8	35,0%	22,4	17,5%	22,4	17,5%
Waschen, Trocken, Geschirrspülen	51,0	24,0	47,1%	24,0	47,1%	24,0	47,1%
Kühlen/Gefrieren	70,6	35,0	49,6%	35,0	49,6%	35,0	49,6%
Kochen (nur elektrisch)	41,7	21,0	50,3%		^{B)}	10,5 ^{C)}	25,2% ^{C)}
Mechanische Anwendungen	43,9	11,0	25,1%		^{B)}	7,3 ^{C)}	16,5% ^{C)}
Unterhaltungselektronik	58,3	29,0	49,7%		^{B)}	29,0 ^{C)}	49,7% ^{C)}
Summe (ohne Doppelzählung: 478 PJ)	491,2	237,7	48,4%	104,5	21,3%	178,8	36,4%

^{A)} Doppelzählung mit anderen Sektoren; ^{B)} Wirtschaftlichkeit lt. Cremer u.a. nicht relevant; ^{C)} Schätzung WI

Quellen: Wuppertal Institut nach Cremer u.a. (2001), Wuppertal Institut, Öko-Institut, 1998 u. 2000, Wuppertal Institut (2001)

4.4.2 Szenariodefinition

Die Szenarien Effizienz und Nachhaltigkeit unterscheiden sich auch in den privaten Haushalten in erster Linie durch unterschiedlich starke Nutzung der vorhandenen Energieeinsparpotenziale. In Abbildung 4-6 sind die Endenergieeinsparungen und die damit jeweils verbundene Ausschöpfung der Effizienzpotenziale im Effizienz- bzw. im Nachhaltigkeitszenario gegenüber der Status-Quo-Entwicklung dargestellt. Sie lassen sich wie folgt charakterisieren;

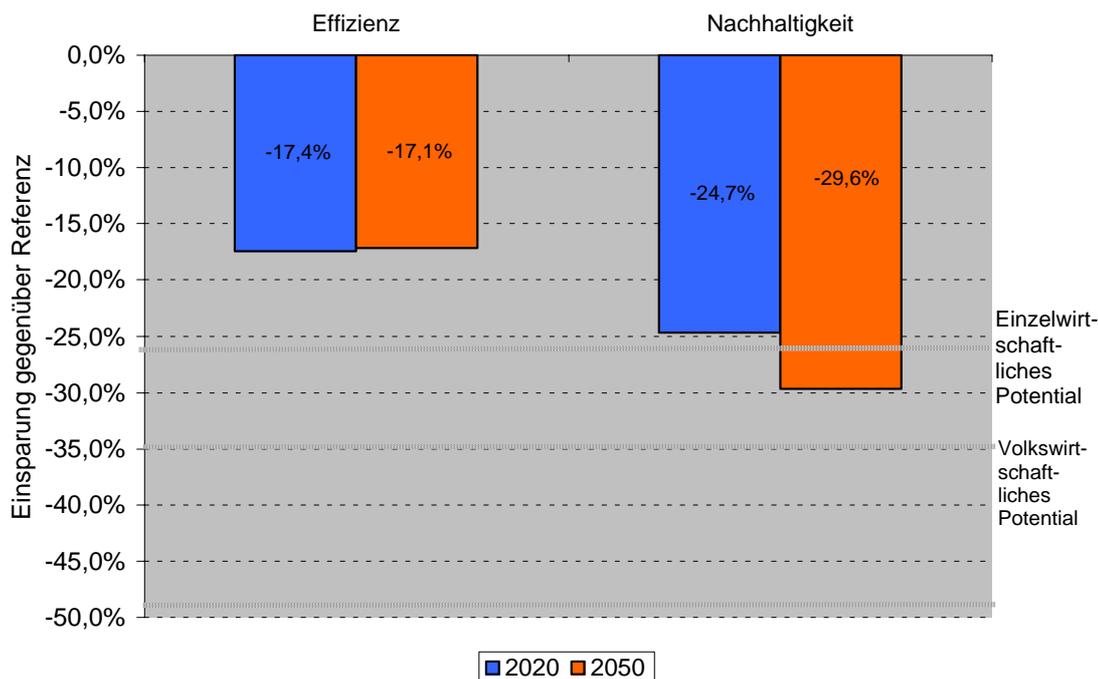
- In Übereinstimmung mit der Grundphilosophie dieses Szenarios werden im **Nachhaltigkeitszenario** die vorhandenen Einsparpotenziale beim Stromeinsatz bis 2020 vollständig umgesetzt. Nach 2020 kommt es zu einer Verlangsamung der Einsparerefolge, da insbesondere die Potenziale zur Stromsubstitution im Bereich der Raumwärme und der Warmwasserbereitung ausgeschöpft sind und hier im Status Quo Szenario eine nachholende Entwicklung erfolgt.

Damit entspricht das Szenario Nachhaltigkeit im Strombereich weitgehend der Sparvariante von Lechtenböhrer, Rath u.a. (2001). Hier wurde unterstellt, dass bei Neuanschaffungen bis 2010 zu etwa 75% jeweils marktbeste Geräte und Anlagenkonzepte gewählt werden. Danach steigt dieser Wert auf rd. 80% an. Rund 25% bzw. ab 2020 noch 20% der Neuanschaffungen sind durchschnittliche Techniken. Technische Verbesserungen

⁶ Zwischen den Leeraufverlusten und den anderen genannten Bereichen können Überschneidungen auftreten.

gegenüber den heutigen marktbesten Geräten (Stand 2000) wurden dabei zunächst nicht unterstellt. Sofern Anlagen aufgrund gestiegener Anforderungen oder zusätzliche Anschaffungen vollständig neu installiert werden, wird davon ausgegangen, dass auch die Möglichkeiten der integralen Planung und hierdurch vorhandene Optimierungsmöglichkeiten genutzt werden (z. B. optimale Tageslichtnutzung).

Abbildung 4-6: Energieeinsparung gegenüber Referenz in den privaten Haushalten



- Im **Effizienzscenario** werden die Energieeinsparpotenziale im Rahmen der vorhandenen einzelwirtschaftlichen Potenziale ausgeschöpft.

Das Szenario Effizienz entspricht daher auch für die privaten Haushalte einem mittleren Einsparpfad (vgl. Lechtenbömer, Rath u.a. (2001)), bei dem unterstellt wird, dass bei Neuanschaffungen zu etwa 50% jeweils marktbeste Geräte und Anlagenkonzepte gewählt werden und die andere Hälfte aus marktdurchschnittlichen Techniken besteht. Im Vergleich zur Status Quo Entwicklung kommt es im Effizienzscenario bis 2020 zu einer Endenergieeinsparung von rd. 17%. Bis zum Jahr 2050 kann die Einsparung nur noch verlangsamt ausgedehnt werden.

4.4.3 Szenarioergebnisse im Vergleich

In Tabelle 4-6 werden die Stromeinsätze der Nachhaltigkeitszenarien der Status Quo Entwicklung nach Prognos/IER (1999) gegenübergestellt. Darüber hinaus sind nachrichtlich

die entsprechenden Vorgaben des aktuellen Referenzszenarios der Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ aufgeführt.

Tabelle 4-6: Stromeinsatz der privaten Haushalte bis 2050 im Szenariovergleich

in PJ	1990	1995	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Status Quo	422	458	472	489	455			
Effizienz	422	458	472	394	330	315	303	293
Nachhaltigkeit	422	458	472	334	218	199	186	175
Referenz Enquête	422	458	472	489	455	407	373	333

Quelle: Prognos/IER 2002, Wuppertal Institut 2001, Prognos, EWI 1999

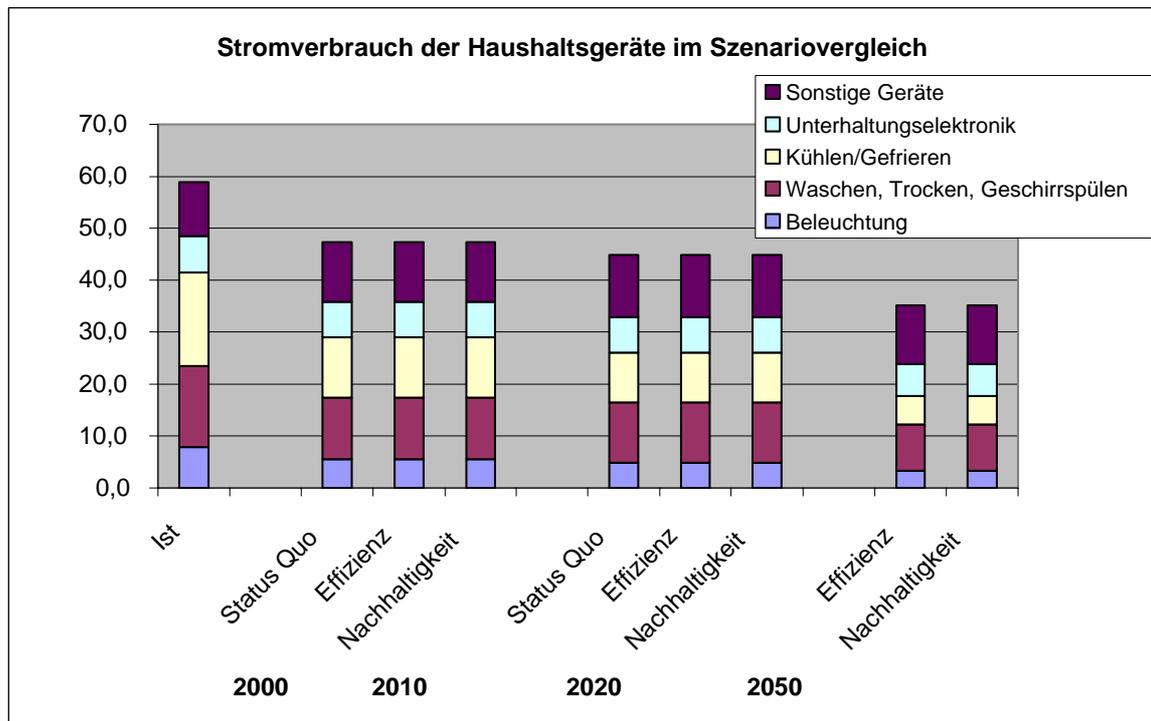
Im Szenario Effizienz geht der Stromeinsatz der Haushalte bis 2020 um rd. 1,8% pro Jahr zurück. Ursache dieses raschen Rückgangs ist vor allem die Substitution von elektrischer Energie im Bereich der Raumwärme- und der Warmwasserbereitung. Hinzu kommt die Stromeinsparung durch effizientere Haushaltsgeräte. Hier werden insbesondere im Bereich Beleuchtung sowie Kühlen und Gefrieren Stromeinsparungen erzielt. Nach 2020 verlangsamt sich die Stromeinsparung deutlich auf nur noch etwa 0,4% pro Jahr. Der Rückgang ist dann überwiegend auf die sinkende Zahl der Haushalte zurück zu führen. Pro Haushalt stagniert der Stromeinsatz bei etwa 2.300 bis 2.400 kWh/a. Die weiter steigende Geräteausstattung kompensiert die Einsparungen an den Geräten vollständig.

Tabelle 4-7: Stromeinsatz pro privatem Haushalt bis 2050 im Szenariovergleich

in kWh/HH*a	1990	1995	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Status Quo	3.349	3.444	3.496	3.531	3.256			
Effizienz	3.349	3.444	3.496	2.844	2.365	2.294	2.347	2.413
Nachhaltigkeit	3.349	3.444	3.496	2.408	1.560	1.453	1.437	1.445

Im Szenario Nachhaltigkeit werden demgegenüber zusätzlich zu der auch hier stattfindenden Verdrängung des elektrischen Stroms aus der Raumwärme- und Warmwassererzeugung fast nur noch marktbeste Elektrogeräte eingesetzt. Hierdurch kann die Einsparquote gegenüber dem Effizienzscenario nahezu verdoppelt werden. Im Jahr 2020 benötigen die Haushalte weniger als halb so viel Strom wie im Jahr 2000. Der Verbrauch pro Haushalt liegt dann bei 1.560 kWh/a. Danach stagniert auch in diesem Szenario der Stromeinsatz der Haushalte bei rd. 1.450 kWh/a.

Abbildung 4-7 Stromverbrauch der Haushaltsgeräte im Szenariovergleich



Quelle: Prognos/IER 2001, Wuppertal Institut 2001

4.5 Politische Instrumente zur Stromeinsparung

Im folgenden werden die zentralen politischen Instrumente zur Stromeinsparung aufgezählt, die jeweils für die Umsetzung der oben geschilderten Stromeinsparstrategien im Effizienz- und im Nachhaltigkeitsszenario eingesetzt werden können und sich z.T. ergänzen können.

- Elektroanwendungsverordnung, zur Setzung von Zielvorgaben für Massenprodukte (Haushaltsgroßgeräte; Stand-by-Verbrauch bzw. Leerlaufverluste insgesamt von Haushalts- und Bürogeräten sowie Unterhaltungselektronik- und Telekommunikationsgeräte; Heizungspumpen; standardisierte Elektroantriebe in Motoren, Pumpen usw.)
- Energiesparverordnung (Pflicht zum Einbau einer zentralen Warmwasserversorgung bei Einbau einer zentralen Heizungsanlage; Umrüstungspflicht für alte Nachtspeicherheizung; Vermeidung von Nachtspeicherheizungen im Neubau; Pflicht zum hydraulischen Abgleich von Heizungsanlagen und Verbrauchsstandards für Heizungspumpen)
- Freiwillige Selbstverpflichtungen des ZVEI und VDMA, des Handels u.a. (zur Begrenzung der Verbräuche für Massenprodukte wie z.B. Haushaltsgroßgeräte; Stand-by-Verbrauch bzw. Leerlaufverluste insgesamt von Haushalts- und Bürogeräten sowie Unterhaltungselektronik- und Telekommunikationsgeräte; Heizungspumpen; standardisier-

te Elektroantriebe in Motoren, Pumpen usw.) als Ergänzung und/oder Alternative zur Elektroanwendungsverordnung.

- Energie-Audit als Pflicht für energieintensive Betriebe zur Beibehaltung der Öko-Steuerermäßigung
- Förderung von Contracting und weiteren Energiedienstleistungsangeboten
- „RAVEL“-Programm (Aus- und Weiterbildung, Motivation zur rationellen Verwendung elektrischer Energie)
- Stromsparende Gemeinschaftsbeschaffung
- kommunale und betriebliche Energiebeauftragte
- gemeinschaftliche Beschaffung (Procurement)
- Bundes-Stromsparfonds, der LCP bzw. DSM-Programme ausschreibt und evaluiert, die von den EVU oder speziellen Energiedienstleistungsunternehmen angeboten und umgesetzt werden (z.B. Prämienprogramme, Gutschein- und Verschenkprogramme, Direktinstallationsprogramme). Die Finanzierung des Fonds müßte nach dänischem oder englischem Vorbild über einen Zukunftspfennig oder über einen Aufschlag auf die Netzgebühren gesichert werden.

Je nach Kombination der Instrumente und ihrer politischen Umsetzungsintensität ergeben sich daraus dann die im Effizienz- bzw. im Nachhaltigkeitsszenario unterstellten Strategien.

5 Stromversorgung der Zukunft: regenerativ, dezentral, großräumig vernetzt

Mit einem Anteil von rund 36% ist der Umwandlungsbereich (worunter vor allem die Stromerzeugung subsummiert wird) heute einer der Hauptverursacher für den energiebedingten CO₂-Ausstoß in Deutschland. Nach einer Übersicht über Struktur und Charakteristika der Stromerzeugung in Deutschland und einer Beschreibung der wichtigsten Veränderungen im Rahmen der betrachteten Zukunftspfade wird im Detail auf die wesentlichen diesem Sektor eigenen Strategieelemente für eine nachhaltigere Stromversorgung eingegangen. Dies sind vor allem:

- der Ausbau der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung (Kraft-Wärme-Kopplung: KWK),
- die Erhöhung des Stromerzeugungswirkungsgrades durch die Ertüchtigung bestehender Anlagen oder den Neubau effizienterer Kraftwerke,
- die Verringerung von Transportverlusten durch eine Verlagerung der Stromerzeugung an den Standort der Stromanwendung (dezentrale Stromerzeugung), die sich zugleich günstig in das Lastmanagement der Verbraucher einpassen lassen (virtuelle Kraftwerke),
- die Substitution kohlenstoffreicher Brennstoffe für die Stromerzeugung (z. B. Stein- und Braunkohle) durch kohlenstoffärmere Energieträger und
- der Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien.

5.1 Übersicht: Vom Status Quo zu einer nachhaltigen Energieversorgung

5.1.1 Struktur der Stromversorgung heute

Die Stromversorgung in Deutschland ist trotz der 1998 erfolgten Liberalisierung des Strommarktes auch heute noch wesentlich von der bis dahin existierenden, zentralistischen Monopolstruktur geprägt. Von insgesamt rund 900 deutschen Stromversorgungsunternehmen stellen allein die sechs größten Unternehmen, die sogenannten Verbundunternehmen, etwa 80% der Stromerzeugung bereit (vgl. Tabelle 5-1 und 5-2). Die kleineren Stromversorger liefern zusammen nur etwa 8% der elektrischen Energie, etwa 12% der in Kapitel 4 spezifizierten Stromnachfrage werden direkt von den Kunden selbst, d. h. von Industrieunternehmen, der Bahn und von privaten Stromerzeugern abgedeckt.

Tabelle 5-1: Stromabsatz, eigene Stromerzeugung und eigene Kraftwerkskapazität der sechs größten Elektrizitätsversorgungsunternehmen Deutschlands im Jahr 2000 /VDEW 2001/

	Strom- absatz TWh/a	Strom- erzeugung TWh/a	Eigene Kapazität GW
e-on	219,6	124,6	29,021
EnBW	77,9	46,5	10,211
RWE	209,0	160,0	20,262
HEW	15,1	15,1	3,727
BEWAG *	13,1	10,0	3,06
VEAG	54,6	51,2	10,166
Summe	589,3	407,4	76,447

Tabelle 5-2: Struktur der Versorgungsunternehmen 1999 /VDEW 2001/

Versorgungs- unternehmen	Leistung GW	Strom** TWh/a	Anteil Strom
Stromversorger	96,3	457,6	88,3%
Industrie und Bahn	11,5	52,8	10,2%
Sonstige *	4,3	8,1	1,6%
Gesamt	112,1	518,5	100%

* Sonstige: private Wasser-, Wind-, Photovoltaik- und Biomassekraftwerke, ohne private Blockheizkraftwerke; ** Netto-Stromerzeugung

Kern- und Kohlekraftwerke sind heute die maßgeblichen Stützen der deutschen Stromversorgung. Sie liefern etwa 80% des nachgefragten Stroms. Erneuerbare Energien mit Ausnahme der Wasserkraft und der Windkraft haben noch geringe Bedeutung (vgl. Tabelle 5-3). Der Gesamtanteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung ist allerdings in den letzten Jahren deutlich gestiegen und lag ausgehend von gut 4% in 1990 im Jahr 2000 bereits bei über 7%.

Tabelle 5-3: Anteile der Primärenergieträger zur Stromerzeugung im Jahr 1999

Kernenergie	31%
Steinkohle	25%
Braunkohle	24%
Erdgas	11%
Wasserkraft inkl. Pumpspeicher	5%
Heizöl	1%
Windkraft	1%
Sonstige	2%

Über 93% der elektrischen Energie der öffentlichen Versorgung wird in 161 Großkraftwerken mit über 100 MW Leistung erzeugt. Die übrigen 821 kleineren Anlagen produzieren zusammengenommen nur 6,4% des erzeugten Stroms (vgl. Tabelle 5-4). Mehr als 75% der Energie stammt aus nur 58 Kraftwerken mit zwischen 500 und 1400 MW elektrischer

Leistung (VDEW 2001). Kurzgefaßt lässt sich die Elektrizitätswirtschaft in Deutschland an der Schwelle zum 21. Jahrhundert durch folgende Kennzeichen charakterisieren:

- Öffnung von einer monopolistischen zu einer liberalisierten Versorgungsstruktur.
- Zunehmender Wettbewerb und Handel auf dem Stromsektor.
- Fusion der großen Energieversorger zu wenigen noch größeren Unternehmen, die die Verteilungsnetze und 80% der Stromerzeugung kontrollieren.
- Stromerzeugung und -verteilung sind noch auf zentrale Strukturen ausgelegt.
- Primärenergieträger zur Stromerzeugung sind hauptsächlich Kernenergie und Kohlen.
- Erweiterung des Stromverbunds innerhalb Europas und nach Osten
- Neue Gesetze sehen die Förderung der Erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung durch Zuschüsse vor und schreiben den Ausstieg aus der Atomwirtschaft innerhalb von ca. 20 Jahren fest.
- Wiederanstieg der Strompreise nach einem deutlichen Preisverfall kurz nach der Liberalisierung.

Tabelle 5-4: Größenverteilung der Kraftwerke der allgemeinen Versorgung 1998 (VDEW 2001)

Leistungsbereich	Anzahl	Anteil %	Netto-Stromerzeugung TWh/a	Anteil %
unter 1 MW	365	37,2%	0,5	0,1%
1 bis 10 MW	276	28,1%	5,0	1,1%
10 bis 100 MW	180	18,3%	23,1	5,2%
	821	83,6%	28,6	6,4%
100 bis 200 MW	41	4,2%	13,5	3,0%
200 bis 500 MW	62	6,3%	58,9	13,2%
über 500 MW	58	5,9%	344,4	77,3%
	161	16,4%	416,8	93,6%
Insgesamt *	982	100%	445,4	100%

(ohne Wind-, Sonne, Biomasse, BHKW); * von VDEW Statistik erfasste Kraftwerke (ca. 98%)

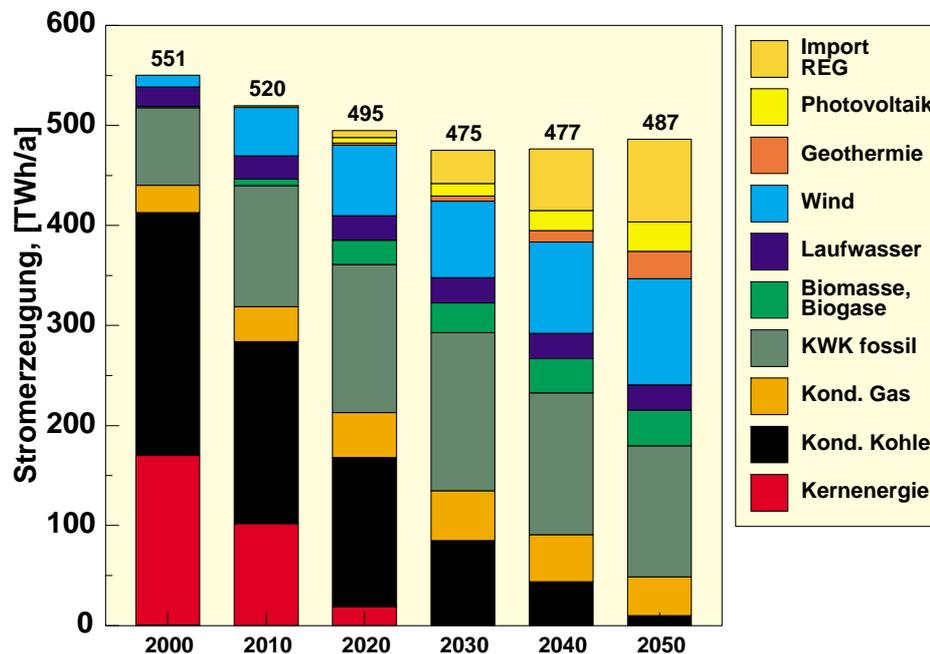
5.1.2 Veränderung ist notwendig: Das Nachhaltigkeitsszenario im Überblick

Entsprechend der im Kapitel 3 erläuterten Szenariophilosophie bauen die hier betrachteten Szenarien (Nachhaltigkeitsszenario und Effizienzzenario) auf in sich konsistenten Bausteinen auf, die für die Nachfrage- und Angebotsseite getrennt abgeleitet worden sind. Da-

bei setzt sich das Effizienzscenario aus den Bausteinen Nachfrage I und Angebot I zusammen, entsprechend basiert das Nachhaltigkeitsszenario auf den Bausteinen Nachfrage II und Angebot II. Bei der folgenden Beschreibung der Szenarien und der sie bestimmenden Grundannahmen sind die Begriffe synonym zu verstehen.

Wie das Mengengerüst der Anteile der Bruttostromerzeugung für das Nachhaltigkeitsszenario in Abbildung 5-1 zeigt, ist ein wichtiger Bestandteil einer nachhaltigen Elektrizitätsversorgung die Verbesserung der Effizienz auf der Nachfrageseite und die damit rationelle Stromnutzung (vgl. Kapitel 4). Aufgrund dieser Massnahmen und unter Berücksichtigung steigender Produktivität und zurückgehender Bevölkerungszahlen wird demnach die Bruttostromerzeugung bis 2050 voraussichtlich auf etwa 430 TWh/a abnehmen (ohne Strombedarf für Wasserstoff). Die Einsparungen treten dabei in allen stromverbrauchenden Sektoren (d. h. Haushalte, Kleinverbrauch und Industrie) auf und werden vor allem durch den Einsatz stromverbrauchsärmerer Anwendungen (Geräte und Produktionsverfahren) realisiert. Auch die Substitution von Stromanwendungen (z. B. Nachtspeicherheizungen) ist von Bedeutung. Im Zeitverlauf wird der Einspareffekt allerdings durch neue bzw. andere Stromanwendungen überlagert. Dies liegt vor allem daran, dass verschiedene Einsatzmöglichkeiten von Strom unter Berücksichtigung der gesamten Prozeßkette durch die stetig ansteigenden Anteile erneuerbarer Energien im Strommix auch aus ökologischen Gründen zunehmend interessanter werden. Dies betrifft auch elektrische Wärmepumpen (in Verbindung mit Niedertemperatur-Wärmeverteilungssystemen), die darüber hinaus auch in Zeiten eines hohen fluktuierenden Energieangebotes als flexibler, die Schwankungen ausgleichender zusätzlicher Verbraucher mit Hilfe intelligenter Steuerungssysteme eingesetzt werden können.

Das letzte Kernkraftwerk geht im Nachhaltigkeitsszenario in der Mitte der dritten Dekade dieses Jahrhunderts außer Betrieb und die Anteile fossiler Kraftwerke werden bis 2050 stark reduziert. Die Anteile großer fossiler Kondensationskraftwerke reduziert sich bis zum Jahr 2050 deutlich. Die Verstromung von Steinkohle geht von über 140 TWh im Jahr 1998 über knapp 50 TWh im Jahr 2020 auf letztlich etwa 17 TWh im Jahr 2050 zurück. Bei der Bereitstellung von elektrischer Energie aus Braunkohle ist im Nachhaltigkeitsszenario eine Abnahme von 130 TWh im Jahr 1998 über knapp 73 TWh in 2020 auf weniger als 10 TWh im Jahr 2050 zu verzeichnen. Dagegen steigt die Stromerzeugung aus Erdgas von 47 TWh im Jahr 1998 zunächst bis 2020 auf 158 TWh an und geht dann bis zum Ende des Betrachtungszeitraums wieder auf 137 TWh zurück.



Uba-2/strom2_pre; 1.03.02

Abbildung 5-1: Bruttostromerzeugung in Deutschland im Nachhaltigkeitsszenario einschließlich des Strombedarfs für die Wasserstoffherzeugung (2030= 5 TWh/a; 2040 = 22 TWh/a; 2050 = 57 TWh/a).

Der überwiegende Anteil der Erdgasverstromung basiert dabei auf dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Prinzip. Die Anteile der Kraft-Wärme-Kopplung mit Mikrogasturbinen, Brennstoffzellen, HKW und BHKW haben sich bis 2020 schon mehr als verdoppelt. Bis 2040 stellt sich eine Erhöhung um 143% gegenüber 1998 ein, erst danach geht der absolute Beitrag der Kraft-Wärme-Kopplung aufgrund des im gesamten Zeitverlauf insgesamt fallenden Wärmebedarfs wieder zurück (vgl. Kapitel 5.2). Darüber hinaus kommen im viel stärkeren Maße als bisher schnell regelbare, gasgefeuerte GuD-Kraftwerke zum Einsatz.

Der Anteil regenerativer Energiequellen am Endenergieverbrauch ist auf 56% gestiegen, wobei sowohl heimische Quellen (PV, Wind, Laufwasser, Hot Dry Rock Geothermie, Biomasse) als auch Importquellen (Wasserkraft, Geothermie, Wind, Solarthermische Kraftwerke) zum Einsatz kommen. Dabei wird das Konzept der virtuellen Kraftwerke eingesetzt, so dass alle Komponenten des Systems einschließlich der Verbraucher selbst optimal aufeinander abgestimmt werden können. Die fluktuierenden Energiequellen Sonne und Wind stellen kein großes Problem hinsichtlich der Versorgungssicherheit dar, insbesondere wenn sie mit Anteilen von weniger als je 20% in einem ausgewogenen Mix von Energieträgern beteiligt sind (Czisch et al. 2001), (Kleinkauf 1997), (Ensslin und Hoppe-Kilpper 2000).

Ergänzt wird die Stromversorgung durch den überregionalen Import regenerativer Elektrizität mittels Hochspannungsgleichstromleitungen (HGÜ), die - analog der heutigen Gas-

und Ölpipelines - über große Entfernungen sauberen Strom aus Skandinavien, Südeuropa, windreichen Küsten in Westeuropa und sogar Nordafrika transportieren. Zusätzlich zur Deckung der Endenergienachfrage nach Strom wird, beginnend in 2030, weitere Stromerzeugungskapazität aus erneuerbaren Energien für die Erzeugung von Wasserstoff bereitgestellt, im Jahr 2050 insgesamt 57 TWh/a. (vgl. Kapitel 7 und 9)

5.1.2.1 Schritt für Schritt in eine nachhaltige Zukunft

Wesentlich für eine systematische zukünftige Erschließung von REG-Stromerzeugungskapazitäten ist eine zeitlich und ökonomisch aufeinander abgestimmte Erschließung aller Potenziale. Kurzfristig (etwa bis 2010) sind die wesentlichen Kriterien technische Reife und Nähe zur marktwirtschaftlichen Wettbewerbsfähigkeit. Dies favorisiert die Biomasse und die Windenergie und die restlichen Potenziale der Wasserkraft. Potenzialseitige Restriktionen sind, außer bei der Wasserkraft und in windhöffigen Gebieten des Küstenbereichs noch nicht zu erwarten. Hinzu tritt die Notwendigkeit, alle anderen Technologien aus dem Bereich erneuerbare Energien wenigstens in dem Maße in den Markt einzuführen, dass sie nach 2010 in energiewirtschaftlich relevantem Maße an der zukünftigen Strombedarfsdeckung teilnehmen können. Dies betrifft die Photovoltaik, die geothermische Stromerzeugung (Errichtung von HDR-Demonstrationsanlagen) und den Bau einer größeren Anzahl solarthermischer Kraftwerke zur lokalen Stromversorgung in den Standortländern in Südeuropa und Nordafrika. Mit einem regenerativen Anteil von etwa 15% an der Strombedarfsdeckung des Jahres 2010 sind keine technologischen Schwierigkeiten verbunden. Erforderlich werden bis zu diesem Zeitpunkt höchstens punktuell Netzverstärkungsmaßnahmen für die Einspeisung von Windstrom sein.

Nach 2010 beteiligen sich im Nachhaltigkeitsszenario alle Technologieoptionen aus dem Bereich erneuerbare Energien mit steigenden Zuwachsraten am Marktgeschehen, was zu einem Marktanteil um 28% bis 2020 und 38% bis 2030 führt. Fluktuierende und nicht-fluktuierende Anteile wachsen etwa gleichermaßen. Auch bis etwa 2030 resultieren bei Anteilen von 15–20% Wind- und PV-Strom keine Anforderungen an die fossilen Kraftwerke, die nicht durch die bis dahin ohnehin erforderlichen Neuinvestitionen berücksichtigt werden könnten (vgl. Abbildung 5-2).

Für den Einstieg in den Stromimport ist bis 2020 die Errichtung von HGÜ-Leitungen nach Südeuropa/Nordafrika und deren Ausbau im skandinavischen Raum erforderlich. Nach 2020 wachsen die Stromimportmengen deutlich an. In absoluten Zahlen geht die Abhängigkeit der deutschen Stromversorgung von Energieimporten gegenüber heute deutlich zurück. Die relativen Anteile bleiben dabei mit gut 50% in etwa gleich. Dabei wird angenommen, dass die bis dahin stark gestiegenen Erdgasanteile im Stromsektor vollständig auf Importen basieren, während die stark zurückgegangene Steinkohleversorgung noch zu 50% aus dem Inland erfolgt.

Im Nachhaltigkeitsszenario überschreitet bis zum Jahr 2050 keiner der Energieträger einen Anteil an der Energieerzeugung von 30%, d.h. die Energieversorgung wird von keiner der

Energiequellen übermäßig dominiert. Der größte Anteil liegt mit etwa 30% beim Erdgas, es ist zu diesem Zeitpunkt bereits aber wieder rückläufig. Den größten Beitrag erneuerbarer Energien leistet mit 19% die Windkraft, gefolgt vom Stromimport aus solarthermischen Kraftwerken (11%) und der bis dahin vollständig ausgebauten heimischen Wasserkraft (8,5%). Alle restlichen Quellen sind mit maximal je 4 - 5% an der Nettostromerzeugung beteiligt. Damit bewegen sich insbesondere die Anteile der fluktuierenden Quellen Wind und Photovoltaik in einem Rahmen, der schon heute als technisch beherrschbar und unkritisch angesehen wird.

Die vorhandenen Ausbaupotenziale werden nur bei heimischer Wasserkraft (100%) und Biomasse (78%) weitgehend erschlossen, während bei allen anderen Quellen noch große Ausbaupotenziale verbleiben (vgl. Abbildung 5-2). So wird die Windkraft bis 2050 zu 25%, Photovoltaik zu 17%, Geothermie zu 14% und die Importpotenziale zu weniger als 10% (Wasserkraft und Geothermiestrom) bzw. 1% (Solar- und Windstrom) ausgebaut. Potenziell sind also auch nach 2050 noch große Spielräume für eine weitergehende Deckung des Strombedarfs durch erneuerbare Energien vorhanden.

5.1.2.2 Gibt es genügend Spielraum für Veränderungen?

Dem angenommenen Wachstum der erneuerbaren Energien im Nachhaltigkeitsszenario kann die mögliche Veränderung der bestehenden Kraftwerksstruktur durch Ersatz- und Neuinvestitionen (im Falle einer weiteren Zunahme des Stromverbrauchs) gegenübergestellt werden. Markewitz und Nollen (Markewitz 1999) haben die Alterstruktur des Kraftwerksbestandes der öffentlichen Versorgung in Deutschland untersucht und verschiedene Fortschreibungs-Szenarien für diesen Bestand entworfen. Bei Verwendung des mittleren Basisszenarios (einheitliche Nutzungsdauer aller Kraftwerke = 35 Jahre) sind im Jahr 2010 noch 65% der heute existierenden bzw. noch im Bau befindlichen (thermischen) Kraftwerkskapazität in Betrieb. Im Jahr 2020 sind es diesen Annahmen zufolge nur noch 25%. Unter der Annahme einer gleichbleibenden Auslastung der einzelnen Kraftwerksarten und unter Berücksichtigung der industriellen Stromerzeugung ergibt sich eine entsprechende Abnahme der durch den derzeitigen Kraftwerksbestand bereitstellbaren Strommenge von derzeit 525 TWh/a Bruttostromerzeugung ohne erneuerbare Energien (vgl. Abbildung 5-2) auf 435 TWh/a im Jahr 2005, auf 320 TWh/a im Jahr 2010 und auf 150 TWh/a im Jahr 2020. Das letzte „Altkraftwerk“ wird im Jahr 2040 stillgelegt. Bereits ab Mitte des laufenden Jahrzehnts entsteht eine Deckungslücke, die durch Stromimport, Verlängerung der Nutzungsdauer bestehender Kraftwerke und/oder durch Kraftwerksneubau gedeckt werden kann.

Infolge des zunächst nur langsam wachsenden Beitrags erneuerbarer Energien zur Stromversorgung (obere Fläche in Abbildung 5-2) entstehen in wenigen Jahren ausreichende Spielräume, bei anstehenden Neuinvestitionen sowohl die im Nachhaltigkeitsszenario resultierenden Erfordernisse einer wachsenden Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien als auch den verstärkten Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung zu berücksichtigen. Diese „Deckungslücke“ (ohne Zubau erneuerbarer Energien) beträgt je nach Annahmen

über die jeweilige Lebensdauer der einzelnen Kraftwerke im Jahr 2010 rund 70 bis 120 TWh/a und wächst bis 2030 auf maximal 270 TWh/a. Bereits im Jahr 2010 entspricht dies einer Kraftwerksleistung von 20–25 GW. Die für eine Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien wenig geeignete Grundlastkapazität auf fossiler und nuklearer Basis ist bis 2030 nahezu abgebaut, wenn Neuinvestitionen in derartige Kraftwerke (Kernenergie, Braunkohle, große Steinkohle-Kondensationskraftwerke) unterbleiben.

Als Fazit kann festgehalten werden: Selbst für einen konsequenten und forcierten Ausbau einer Stromversorgung auf der Basis erneuerbarer Energien bis in hohe Anteile über 50% sind hinreichende Freiräume gegeben, wenn der in wenigen Jahren entstehende Ersatzbedarf konsequent für eine Umgestaltung genutzt wird und nicht über den Neubau einer Vielzahl großer fossiler Kraftwerke wieder neue feststehende Strukturen geschaffen werden. Insofern ist die Beurteilung der „Qualität“ von Strom aus erneuerbaren Energien nicht an die heutige Kraftwerksstruktur und deren Erfordernisse gekoppelt. Beispielsweise ist die Beurteilung von regenerativen Anlagen auf der Basis einer isolierten Bereitstellung von Grundlaststrom und den dann erforderlichen Backup-Kapazitäten unrealistisch und sollte durch die Bewertung der jeweiligen Gesamtsysteme ersetzt werden.

Im Zuge von Ersatz- und Neuinvestitionen wandelt sich auch der konventionelle Kraftwerkspark und kann in einem weiten Bereich so gestaltet werden, dass zusammen mit den Anlagen auf der Basis erneuerbarer Energien eine jederzeit sichere, effiziente und auch ökonomisch günstige Systemlösung entstehen kann. Kurzfristig ist wesentlich, dass bei Neuinvestitionen im Gegensatz zum Status-Quo-Szenario keine ausschließliche Festlegung auf kohlegefeuerte Grundlastkraftwerke erfolgt, sondern anstehende Neuinvestitionen in ausreichendem Maße auch bei gasgefeuerten Anlagen vorgenommen werden und Neubauten im Kohlebereich sich im Wesentlichen auf den Bereich der KWK fokussieren. Eine Tendenz zum vermehrten Einsatz von Erdgas ist im liberalisierten Energiemarkt zur Zeit ohnehin zu erkennen, auch wenn die sich wieder zu Gunsten der Kohle geänderten Energieträgerpreisrelationen hier zunehmend hemmend wirken. Weniger gesichert ist dagegen wegen des gegenwärtigen Preisverfalls von Strom die ebenfalls wünschenswerte Ausweitung von KWK-Anlagen. Langfristig wird der Bedarf an reinen Grundlastkraftwerken im Zuge des Ausbaus erneuerbarer Energien stark zurückgehen und es werden flexible Anlagen mit geringen Fixkosten und kleineren Leistungen favorisiert. Diese aus der Sicht des Ausbaus erneuerbarer Energien wünschenswerten Strukturänderungen sind aber auch weitgehend mit den durch den liberalisierten Strommarkt gesetzten Rahmenbedingungen kompatibel.



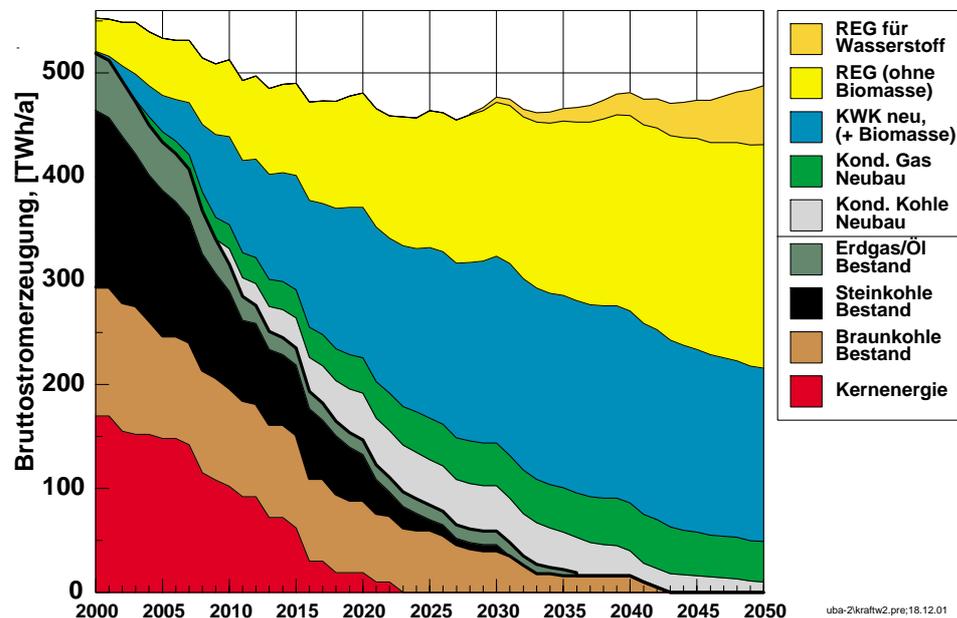


Abbildung 5-2: Beitrag des derzeitigen Kraftwerksbestandes zur Stromerzeugung und Neubau von KWK-Anlagen, fossilen Kondensationskraftwerken und erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2050 (Entwicklung der Altkraftwerke nach Markewitz 1999; eig. Berechnungen) im Nachhaltigkeitsszenario

5.2 Gekoppelt geht es besser, neue Strukturen durch KWK-Ausbau

5.2.1 Zuwachs im Status Quo bleibt unter den Möglichkeiten

Die zu erwartende Entwicklung der KWK unter Status-Quo-Bedingungen der Energiepolitik wird maßgeblich durch die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den Einsatz von KWK-Anlagen bestimmt. Im Rahmen einer Business-as-Usual-Entwicklung, d.h. einer Zukunftsbetrachtung, in der im Wesentlichen von den heute bereits beschlossenen bzw. als wahrscheinlich absehbaren Maßnahmen ausgegangen wird, darüber hinaus aber keine Fördermaßnahmen für die KWK einbezogen werden, bleiben vielfältige, dem Ausbau der KWK entgegenstehende Hemmnisse bestehen. Die infolge der Liberalisierung der Energiewirtschaft gesunkenen Strommarktpreise, die nach wie vor hohen Überkapazitäten auf dem Strommarkt, die fehlenden Rücklagen der kommunalen KWK-Betreiber, die zum Teil ungünstige Gestaltung der Preise für Zusatz- und Reservestrom, die hohe Kapitalbindung für die Wärmenetze, die möglicherweise sinkenden Preise des wichtigsten Konkurrenzenergieträgers auf dem Wärmemarkt im Zuge der Liberalisierung der Gaswirtschaft sowie die rückläufige spezifische Wärmenachfrage der Verbraucher in Folge von Modernisierungen und Sanierungen wirkt einschränkend auf die Entwicklungsmöglichkeiten der KWK.

Mit der Einführung der Ökologischen Steuerreform und dem Mitte 2000 umgesetzten KWK-Vorschaltgesetz konnte der in der Anfangszeit der Liberalisierung einsetzende Stilllegungstrend zwar gestoppt werden, neue Projekte sind seitdem aber nur noch in geringer Zahl umgesetzt worden. Die Status Quo Abschätzung der Entwicklungsperspektiven der KWK setzen auf dem für die KWK bestimmenden Spannungsfeld unterschiedlicher energiepolitischer Einflussfaktoren auf. Im Energiereport III (Prognos/EWI 1999) werden diese, beruhend auf einer detaillierten Analyse der bestehenden Kraftwerksparkstruktur und des gesamten trendgemäß erreichbaren Wärmepotenzials der KWK in Deutschland, bis zum Jahr 2020 beschrieben (vgl. Tabelle 5-5).

Obwohl die jüngst von der Bundesregierung beschlossenen weiteren Unterstützungsmaßnahmen für die KWK (Bonusregelung als Anreiz für die Modernisierung bestehender Anlagen im zum 01.04.02 in Kraft getretenen KWK-Gesetz und Selbstverpflichtungserklärung der deutschen Energiewirtschaft für den darüber hinausgehenden Ausbau der KWK) hier noch nicht berücksichtigt werden konnten, hat diese Abschätzung eher an Aktualität gewonnen. Dies gilt zum einen aufgrund der Tatsache, dass sich die deutsche Energiewirtschaft bei den in ihrer Selbstverpflichtungserklärung formulierten Zielen genau an dieser Untersuchung orientiert. Zum anderen, dies zeigen vergleichende Untersuchungen, die Abschätzungen des autonomen Zubaupotenzials (d. h. des ohne die Durchführung weiterer Maßnahmen zu erwartenden Zubaus) ohnehin an der oberen Bandbreite liegen.

In der Status Quo Untersuchung wurde davon ausgegangen, dass im Zeitraum 1998 - 2005 aufgrund des starken Verfalls der Strompreise nur die KWK an industriellen Standorten zum Wachstum der KWK-Stromerzeugung beiträgt, und zwar über den Ersatz bestehender KWK-Anlagen durch Neuanlagen mit höherer Stromkennziffer. Die fernwärmebasierte KWK-Stromerzeugung stagniert in dieser Periode dagegen weitestgehend. Die Steigerung der Fernwärme-KWK zwischen 2005 und 2020 beruht auf der Einschätzung wieder anziehender Strompreise und wird nur durch den Ersatz bestehender KWK-Anlagen durch Kraftwerke mit höherer Stromkennziffer erreicht. Der deutschlandweite Fernwärmeverbrauch sinkt in diesem Zeitraum um gut 5%, d.h. es werden keine neuen großen Fernwärmegebiete erschlossen. Die industrielle KWK-Stromerzeugung steigt zwischen 2005 und 2020 durch den Ersatz von Altanlagen durch Neuanlagen mit höherer Stromkennziffer weiter an. Hinzu kommt in geringerem Maße der Zubau von KWK-Anlagen in Betrieben, die heute nur reine Heizkessel betreiben aber über grundsätzlich günstige Strukturen für KWK-Anlagen (hohe Benutzungsstunden für die benötigte Prozesswärme) verfügen.

Unter Status Quo Bedingungen wird danach insgesamt von einer Ausweitung der Stromerzeugung in KWK-Anlagen bis auf rund 105 TWh im Jahr 2010 ausgegangen (vgl. Tabelle 5-5). Dies entspricht einer Erhöhung der KWK-Stromerzeugung bis zum Jahr 2010 um ca. 35% gegenüber dem Ausgangsniveau des Jahres 1998. Mittel- bis langfristig gehen Prognos/EWI von einem weiteren, jedoch dann deutlich langsameren Wachstum der KWK aus. Der Schwerpunkt wird dann eher im Bereich der Nah- und Fernwärmeversorgung gesehen. Insgesamt beträgt die KWK-Stromerzeugung im Jahr 2020 rund 121 TWh, dies entspricht gegenüber dem Niveau des Jahres 1998 einer Erhöhung um fast 55%. Der fern-

wärmebezogene Stromerzeugungsbeitrag erhöht sich dabei um 5,8 TWh bis 2010 und 13 TWh bis 2020. Dies entspricht im Vergleich zur gesamten Erhöhung der KWK-Stromerzeugung unterproportionalen Zuwachsraten von 15,5% bzw. 35%.

Tabelle 5-5: Entwicklung der KWK-Stromerzeugung in Deutschland unter Status Quo- Bedingungen in TWh_{el} (Prognos, EWI 1999)

	1998	2005	2010	2020
Fernwärmeorientierte Standorte	36,1	40,5	43,0	50,2
Klein-Anwendungen (vor allem KMU durch BHKW)²	3,8	2,4	3,9	6,0
industrielle KWK (nur verarb. Gewerbe)¹	38,3	51,1	58,3	64,6
Summe	78,2	94,0	105,2	120,8

¹ zugerechnet ist hier die vollständige Stromerzeugung in Gegendruck-, Entnahme-Kondensationsmaschinen sowie Gasturbinen und Motoren, nach AGFW-Definition (Gegen-Druckscheibe) reduziert sich die KWK-Stromerzeugung um rund 30 TWh ² Wirkung des KWK-Gesetzes vom 01.04.2002 ist noch nicht einbezogen

5.2.2 Klimaschutz setzt auf stärkeren Ausbau der KWK

Im Klimaschutzprogramm der Bundesregierung ist die Verdopplung des derzeitigen KWK-Anteils an der Stromversorgung als wesentlicher Bestandteil einer kurz- bis mittelfristig wirksamen CO₂-Minderungsstrategie beschrieben worden. Diese energiepolitische Orientierungsmarke für das Jahr 2010 deckt sich mit verschiedenen in den letzten Jahren erstellten Klimaschutzszenarien (vgl. WI 2000, DIW 2000). Vor diesem Hintergrund wird auch in den hier untersuchten Varianten des KWK-Ausbaus davon ausgegangen, dass es gegenüber Status-Quo-Bedingungen zu einer deutlichen Erhöhung der gekoppelten Stromerzeugung kommt. Durch eine Modernisierungsoffensive, d.h. die Ertüchtigung und den Ersatz der bestehenden Anlagen der öffentlichen und industriellen KWK, kann in den nächsten 10 Jahren bereits ein wesentlicher Schritt in Richtung des Verdopplungsziels gemacht werden. Dabei werden Kraftwerke mit einer geringen Stromkennzahl und zum Teil sehr geringen elektrischen Wirkungsgraden durch solche mit deutlich höherem Strom-Wärmeverhältnis (im Neubaubereich von bis zu 1,2) und einer effizienteren Stromerzeugung substituiert. Den begrenzenden Faktor in dieser Ersatzstrategie stellt der sukzessive Rückgang des Wärmebedarfs zur Bereitstellung von Raum- und Prozesswärme sowie Warmwasser im bisher versorgten Bestand (angeschlossene Verbraucher) dar.

Mit dem Mitte 2001 von der Bundesregierung beschlossenen Bonusprogramm sind die notwendigen Anreize für eine derartige Modernisierungsoffensive zumindest für den Bereich der öffentlichen KWK gesetzt worden. Modernisierte Anlagen erhalten danach bis zum Ende diesen Jahrzehnts einen Zuschuss von bis zu 1,5 cent/kWh_{el}. Nicht modernisierte Anlagen erhalten dagegen nur eine kurzfristige Marktanpassungshilfe über wenige Jahre. Bei den industriellen Anlagen profitiert nur ein Teil der Stromerzeugung von der neuen Regelung. Begünstigt ist nur die Netzeinspeisung der Anlagen, während mit der

industriellen Eigenstromerzeugung der weit gewichtigere Teil unberücksichtigt bleibt. Inwieweit es in diesem, für den Ausbau der KWK-Stromerzeugung, sehr wichtigen Bereich ohne die Durchführung weiterer Maßnahmen zu einer Modernisierungsoffensive kommen wird, bleibt abzuwarten. Gleiches gilt auch für den Neubau von Anlagen, denen mit Ausnahme kleiner BHKW-Anlagen (< 2 MWel) und Brennstoffzellen keine besondere Förderung in den jetzt verabschiedeten Gesetzen zugestanden wird. Hier hängt es entscheidend davon ab, wie ernst die deutsche Energiewirtschaft die von ihr zeitgleich formulierte Selbstverpflichtungserklärung nimmt. An Standorten und Gelegenheiten mangelt es sicher nicht. Viele Unternehmen aus Energiewirtschaft und Anlagenbau haben fertige Pläne in den Schubladen, die aber erst dann umgesetzt werden, wenn die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen stimmen. Ob die in den letzten Jahren (zum Teil allerdings noch vor der Liberalisierung maßgeblich eingeleiteten) gerade im industriellen Bereich erfolgreich umgesetzten Projekte (z. B. BASF in Ludwigshafen, Bayer in Dormagen und Opel in Rüsselsheim) Nachfolger finden werden, bleibt offen.

Das Erreichen des Verdopplungsziels ist aber letztlich nur möglich, wenn zeitgleich auch die Anwendungen im Bereich der dezentralen KWK (Nahwärme) und der Einzel-Objektversorgung ausgeweitet werden. In solchen zunächst vor allem durch BHKW-Nahwärmekonzepte, später dann auch durch Brennstoffzellen geprägten Konzepten bestehen noch zahlreiche Möglichkeiten des Ausbaus der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung. Allerdings ist zu beachten, dass sich mittel- bis langfristig ein zunehmendes Konkurrenzverhältnis solcher Lösungen mit dem Ausbau der auf erneuerbaren Energien basierenden Nahwärmebereitstellung einstellt.

Für den weiteren Ausbau der KWK ist von besonderer Bedeutung, dass im Sinne eines gesamtsystemaren Erreichens der Klimaschutzziele der Ersatz des bestehenden KWK-Kraftwerksparks korreliert werden muss mit den entsprechenden nachfrageseitigen Szenariovarianten (Nachfrage I und II) für die Gebäudesanierung und Prozessoptimierung. Für die dezentrale KWK im Nahwärmeversorgungsbereich, die heute noch über deutliche Zubaupotenziale verfügt, ist deshalb ebenso wie für die Einzel-Objektversorgung, die in Zukunft vor allem auf der Basis von Brennstoffzellen, modernen kleinen Verbrennungsmotoren, Mikrogasturbinen sowie Stirlingmotoren Relevanz haben wird, zu beachten, dass sich einerseits im Zuge der Verbesserung alternativer Technologien (z. B. Gas-Wärmepumpe, elektrische Wärmepumpen) neue Konkurrenztechnologien etablieren und andererseits das Anwendungsspektrum der KWK im Zeitverlauf Veränderungen unterliegt (z. B. durch die zunehmende Installation von Gebäuden mit sehr geringem Wärmebedarf und den Ausbau regenerativer Versorgungsoptionen). Während ersteres den erreichbaren Marktanteil der KWK begrenzt, schränkt letzteres den Markt insgesamt ein. Ferner sind gerade in der Anfangszeit Beschränkungen hinsichtlich der Produktionskapazitäten zu berücksichtigen, die vor allem begrenzend auf die Installation kleiner KWK-Anlagen wirken.

Vor diesem Hintergrund sind in den hier betrachteten KWK-Varianten folgende Annahmen getroffen worden.

Effizienzzenario

Prämisse: Im KWK-Baustein für das Effizienzzenario liegt der Fokus unter Berücksichtigung einer noch moderaten Umsetzung der Energieeinsparpotenziale auf einer auf der Ausweitung der KWK beruhenden Effizienzoffensive beim Einsatz fossiler Energieträger:

- **Ersatz bestehender KWK-Anlagen:** der durch Anlagen der Fernwärmebereitstellung im Bestand abzudeckende Wärmebedarf sinkt proportional zu der im Zeitverlauf erfolgten Sanierung des Gebäudebestandes bzw. der Optimierung der industriellen Produktion. Die Entwicklung der öffentlichen KWK orientiert sich dabei an den im Effizienzzenario ausgewiesenen Veränderungen für den Nutzwärmebedarf (Raumwärme/Warmwasser; vgl. Kapitel 6) der Haushalte. Gegenüber dem Jahr 1998 verringert sich so die Zielgröße des Wärmebedarfs im Bestand der öffentlichen KWK bis zum Jahr 2030 (2050) um 21,2% (33,4%). Die entsprechenden Werte für die industrielle KWK lauten 18% und 36%. Der Rückgang des Wärmebedarfs bei den derzeit schon versorgten Fernwärmekunden kann durch eine Bestandsverdichtung um 10% bis zum Jahr 2020 nur zum Teil kompensiert werden. Bei insgesamt rückläufiger Wärmenachfrage der bestehenden Anlagen sinkt deren spezifische Auslastung im Zeitverlauf ab. Kommt es zum Ersatz dieser Anlagen, werden die neuen Kraftwerke auf eine entsprechend geringere thermische Leistung als die derzeit installierten Einheiten ausgelegt, die bis zu 50% geringer ausfallen kann. Durch die gegenüber dem Kraftwerksbestand aber signifikant höhere Stromkennzahl (GUD-Kraftwerke und im späteren Zeitverlauf Kohlekraftwerke mit integrierter Kohlevergasung sowie Hochtemperaturbrennstoffzellen) kommt es noch bis 2030, sowohl im Bereich der öffentlichen als auch im Bereich der industriellen KWK, trotzdem zu einer deutlichen Zunahme der gekoppelten Stromerzeugung.

Nach dem Jahr 2030 dominiert die rückläufige Wärmenachfrage gegenüber den Möglichkeiten neue Anwendungen für die KWK zu finden bzw. technische Verbesserungen durchzuführen, so dass der Beitrag der KWK zur Stromerzeugung dann sukzessive absinkt.

- **Neubau von großen KWK-Anlagen zur Fernwärmeversorgung:** Im Bereich der öffentlichen KWK wird davon ausgegangen, dass neue große Anlagen und entsprechend neue flächendeckende Fernwärmenetze nicht mehr errichtet werden können. Maßgeblich sind hierfür vor allem wirtschaftliche Gründe. In Zeiten liberalisierter Energiemärkte steigen die Ansprüche der Unternehmen nach kurzen Amortisationszeiten, dies erscheint nicht vereinbar mit hohen, langfristig wirksamen Anfangsinvestitionen in ausgedehnte Fernwärmesysteme. Dagegen sind die Chancen der Errichtung größerer KWK-Anlagen als Anlagen der Objektversorgung im industriellen Bereich (Abdeckung des industriellen Eigenbedarfs sowie ggf. Versorgung umliegender privater Verbraucher mit Wärme) besser (vgl. UBA 2000). Dies gilt vor allem dort, wo bisher bereits Wärmenetze bestehen, die durch energetisch wenig effiziente Heizwerke versorgt werden. Bis zum Jahr 2010 (2020) wird hier insgesamt von einem Zubau von 1.500 MW (2.500 MW) ausgegangen. Die notwendigen Anstöße hierzu werden aus der Selbstverpflichtungserklärung der Energiewirtschaft abgeleitet.

- **Ausweitung der Nahwärmebereitstellung durch BHKW:** Die Nahwärmeversorgung auf der Basis kleinerer KWK-Anlagen hat sich in den neunziger Jahren dynamisch entwickelt. Trotzdem sind die verfügbaren Potenziale erst zu geringen Anteilen ausgeschöpft (vgl. UBA 2000). In diesem Anwendungsbereich können wie bisher sowohl Motor-BHKW als aber zukünftig auch Brennstoffzellen zum Einsatz kommen. Interessante Anwendungsmöglichkeiten ergeben sich dabei vor allem im Bereich von Neubausiedlungen, bestehenden Gebäudekomplexen von Wohnungsbaugesellschaften, öffentlichen oder privaten Einrichtungen mit entsprechend hohem Wärmebedarf (z. B. Krankenhäuser, Schulen, Alten- und Pflegeheimen, Schwimmbädern). Es wird davon ausgegangen, dass sich der jährliche Zubau an BHKW bis zum Jahr 2010 in diesem Bereich auf 200 MW/a erhöht (davon 50 MW/a im Bereich industrieller Anwendungen), dann jedoch bis 2020 wieder auf 75 MW/a absinkt. Langfristig sind die Einsatzchancen dieser KWK-Option wegen des zunehmenden Ausbaus der Nahwärmeversorgung auf der Basis erneuerbarer Energien und des weiter rückläufigen Wärmebedarfs dagegen geringer, so dass nach 2020 im Wesentlichen der Bestand aufrechterhalten wird.

Im Zuge verstärkter auch öffentlich geförderter Anstrengungen in der Technologieentwicklung wird darüber hinausgehend allerdings davon ausgegangen, dass mit Hochtemperaturbrennstoffzellen und Mikrogasturbinen eine weitere effiziente KWK-Technologien bereits vor dem Ende des zweiten Jahrzehnts dieses Jahrhunderts zur Verfügung stehen werden. Hierdurch weitet sich das Anwendungsspektrum insbesondere im Bereich der industriellen Anwendungen aus und ermöglicht einen weiteren Wachstumsschub. Dies betrifft vor allem diejenigen Prozesse, die ein hohes Temperaturniveau erfordern. Solche Anlagen, die darüber hinaus die Versorgung umliegender Verbraucher einbeziehen könnten, werden ebenso unter der Nahwärmeversorgung subsumiert. Während im Bereich der öffentlichen und gewerblichen Anwendungen von 2010 bis zum Jahr 2020 von einem sukzessiven Rückgang der jährlichen Zubauraten ausgegangen wird (nach 2020 erfolgt im wesentlichen ein reiner Bestandserhalt), liegt dieser Zeitraum in den industriellen Anwendungen um etwa ein Jahrzehnt später.

- **Objektversorgung:** Brennstoffzellen führen zu einer deutlichen Ausweitung der Möglichkeiten KWK-Anlagen auch im Bereich kleiner Leistungen einsetzen zu können. Dieser Leistungsbereich ist bisher von Kleinst-BHKW auf Motorbasis nur unzureichend erschlossen worden. Bevorzugte Anwendungen von Brennstoffzellen sind dabei vor allem in der häuslichen Energieversorgung zu sehen. Über die Strom- und Wärmebereitstellung hinaus können sie dabei auch wichtige Aufgaben im Systemverbund übernehmen (⇒ Wendeszenario: Brennstoffzellen der Alleskönner). Aufgrund der gerade erst angelaufenen Test- und Erprobungsphase der ersten marktgängigen Haussysteme (Feldtests werden derzeit mit 50 bzw. 200 Anlagen der Firma Vaillant beispielsweise von RWE Energie AG und E.ON durchgeführt), werden erste energiewirtschaftlich nennenswerte Zubauraten erst ab dem Jahr 2010 unterstellt. Ausgehend vom Ende dieses Jahrzehnts erreichten Absatzmengen von rund 100 MW/a wird dann für die Folgedekade von einer breiten Marktoffensive der Brennstoffzellen in der Haus-

energieversorgung ausgegangen. Mit Stückzahlen von 100.000 bis 150.000 pro Jahr wird, bezogen auf den gesamten Heizungsmarkt¹ im Jahr 2020, ein hoher Marktanteil erreicht. Die hieraus resultierenden Zuwachsraten liegen zu diesem Zeitpunkt bei rund 500 MW.

Während in der Anfangszeit vor allem Mehrfamilienhäuser mit Brennstoffzellenanlagen ausgerüstet werden, weitet sich der Markt infolge der Konzeption und Entwicklung immer kleinerer Einheiten zunehmend auch auf Einfamilienhäuser aus. Die Brennstoffzellen werden zwar primär auf die Abdeckung des Warmwasserbedarfs ausgelegt (zum Erreichen hoher Auslastungen), dennoch macht sich die fortschreitende Reduzierung des spezifischen Wärmebedarfs der Gebäude im Zeitverlauf begrenzend auf den Brennstoffzellenmarkt bemerkbar. Bezogen auf die thermische Leistung (und damit letztlich auch die elektrische Leistung) kommen immer kleinere Anlagen zur Anwendung. Für die jährliche Zuwachsrate wird deshalb bis zum Jahr 2030 auf eine Halbierung auf 250 MW/a ausgegangen. Nach 2030 werden unter den im Effizienz-szenario korrespondierenden Bedingungen auf der Nachfrageseite vielfach Passivhäuser errichtet werden, die den Verwendungsbereich der Brennstoffzellen weiter einschränken. Für das Jahr 2050 wird deshalb unterstellt, dass der Markt ausgeschöpft ist und es lediglich noch zu einem jeweiligen Ersatz der bestehenden Anlagen kommt.

Parallel zum Ausbau des Brennstoffzellenanteils an der Hausenergieversorgung werden derartige Anlagen auch sukzessive im gewerblichen Bereich eingeführt. Im betrachteten Zeitraum sind dabei maximale Zubauraten von 100 MW/a unterstellt worden. Mit einer insgesamt für die Brennstoffzellenobjektversorgung resultierenden Stromerzeugung von 43,1 TWh_{el} (58,1 TWh_{el}) im Jahr 2030 (2050) stellen diese Anlagen in wenigen Jahrzehnten einen bedeutenden Faktor in der gesamten Elektrizitätswirtschaft dar. Die von den Marktakteuren für den Anfangszeitraum erwarteten Beiträge der Brennstoffzellentechnologie (bis zum Jahr 2015 werden von RWE Energie AG und anderen Anteile von 3 bis 15 TWh_{el} prognostiziert; vgl. TAB 2001, FZ Jülich 2001) müssen demnach kontinuierlich gesteigert werden.

Wendeszene: Brennstoffzelle der Alleskönner?

„Ich kann den Leuten sozusagen in den Keller gucken“. Herr Staiger lächelt. Auf seinem Bildschirm in der Kraftwerksleitwarte entfaltet sich ein wirres Netz von Punkten. „Als ich vor zwanzig Jahren hier angefangen habe“, berichtet er, „hatten wir nur unser großes Kohle-Heizkraftwerk und zwei kleinere Heizwerke, den meisten Strom haben wir zugekauft. (Da war die gesamte Leittechnik noch da an der Tafel angebracht, und bei Störungen haben die Lämpchen geleuchtet.) Mittlerweile überwachen wir über hundert kleine Blockheizkraftwerke auf Brennstoffzellen-Basis, dazu beliefern uns noch ein Dutzend große Windräder und etliches an PV-Anlagen. Dazu noch die neue GuD.“

¹ (im Jahr 2000 sind insgesamt rund 510.000 gasbefeuerte Geräte umgesetzt worden, davon etwa 145.000 im Neubaubereich und 175.000 als Ersatzanlagen, die übrigen 190.000 Einheiten betreffen den Bereich Modernisierung, zusätzlich wurden rund 190.000 ölbefeuerte Anlagen angesetzt)

Die neue GuD, wie Herr Staiger das Kraftwerk vertrauensvoll nennt, ist eines der ersten kommerziellen eines neuen Typs, die Kombination eines bewährten Gas- und Dampfturbinenkraftwerks mit vorgeschaltetem 200 MW Block aus Hochtemperaturbrennstoffzellen. Die Arbeitstemperatur der Brennstoffzellen liegt (mit ca. 1100°C) so hoch, daß in den Abgasen noch genügend thermische Energie zum Antrieb der Gasturbine und – bei leichter Zufeuerung – zur Dampferzeugung für die Dampfturbine ist. Betrieben wird diese Anlage mit Erdgas, obwohl auch der Einsatz von Kohlegas möglich gewesen wäre. Damit haben Geschäftsleitung und Betriebsrat einige Zeit gerungen. Schließlich war man traditionell mit der Steinkohle verbunden, nicht nur wegen der Nähe zum Revier. Letztlich aber hätte die Vergasung der Kohle und die Gasaufbereitung für die Brennstoffzellen einiges mehr an Investitionen bedeutet, ganz zu schweigen von zusätzlicher komplexer Anlagentechnik. Das hat man sich hier nicht getraut. „Und schließlich sind wir so ja auch x-mal besser mit dem CO₂“, meint Herr Staiger und reckt die fünf Finger seiner Hand in die Luft. Angetan hat es Herr Staiger aber weniger das neue Großkraftwerk – „das läuft eh’ die ganze Zeit“ – als vielmehr das Netz der kleinen neuen Kraftwerke, welches sich ohne dass er aus dem Fenster real sehen könnte auf seinem Bildschirm entfaltet. „Virtuelles Kraftwerk nennen wir das“. Wie das funktionieren könne? Ganz einfach, meint Herr Staiger. Anstelle einer normalen Heizung stehe nun in diesen Häusern eine Brennstoffzellenheizung. Das sei zwar auch eine normale Heizung, beruhigt Herr Staiger, und zur Not könne der Kesselteil dieser Heizung die gesamte Wärmeversorgung des Hauses übernehmen. Der Brennstoffzellenteil der Heizung sei jedoch der interessante, denn der liefere neben Wärme auch noch Strom. „So“, meint Herr Staiger, „diesen Strom nehmen wir in unser Stadtnetz. Das ist über’s Jahr gesehen pro Haus etwa so viel, wie die Häuser selbst verbrauchen. Manchmal auch etwas mehr, das hängt damit zusammen, wie groß wir den Brennstoffzellenteil auslegen“. Meist aber würde der Brennstoffzellenteil auf den Warmwasserbedarf im Sommer ausgelegt – „so eine Brennstoffzelle soll ja laufen, und nicht rumstehen“ – um hinreichend hohe Auslastungen für einen wirtschaftlichen Einsatz zu bekommen. „Damit wir aber auch etwas von Strom haben“, Herr Staiger lächelt, „und den nicht nur im Haus lassen, entscheiden wir, wann die Brennstoffzelle Strom macht, und wann nicht.“ Möglich wird dies durch zusätzliche Warmwasserspeicher, die zusammen mit den Brennstoffzellen in den Häusern aufgestellt sind, auf der einen, sowie einer intelligenten Steuerung auf der anderen Seite. „Die Warmwasserspeicher werden von uns online kontrolliert. Mit der Information, wie voll die einzelnen Speicher sind, wissen wir auch, wieviel Kilowattstunden Strom die einzelnen Brennstoffzellen gerade theoretisch liefern können. Und die sprechen wir dann – ebenfalls online und in Echtzeit – gezielt an.“ Wozu das Ganze? Nun das verhindere, die tageszeitlichen Schwankungen an die Leistungserfordernisse für unsere anderen Anlagen, ausgelöst durch die schwankende Nachfrage – „Wenn gerade mal alle gleichzeitig kochen wollen“ – und das schwankende Angebot an Wind- und Solarstrom, durch „so ein träges Teil“ wie das Großkraftwerk abfahren zu müssen, oder gar zu Spitzenpreisen Strom zu kaufen zu müssen. „Wir sind ganz zufrieden mit diesem Konzept. Es hat sich bisher für uns gut bewährt.“

Ob man denn nicht ganz auf so ein Großkraftwerk verzichten könne? Herr Staiger überlegt. „Im Prinzip schon“, ist seine Antwort. Allerdings sei das nicht nur mit Brennstoffzellen in den Kellern zu machen, „denn die versorgen über’s Jahr gesehen ja nicht viel

mehr als die Häuser, in denen sie stehen“. Dann müsse die Verbreitung dieser Aggregate – „auch in der Industrie“ – sowie der Anteil anderer Energiequellen, z.B. von Wind- und von Solarstrom oder von den kleinen Biomassekraftwerken, schon kräftig wachsen um das Großkraftwerk zu ersetzen. „Oder wir müssen halt größere Brennstoffzellen in die Häuser bauen. Und in Kauf nehmen, zumindest im Sommer einen Teil der Wärme ungenutzt zu lassen“. Aber das sei dann ja auch nichts anderes als das, was die Kraftwerke früher gemacht hätten.

Eine Zukunft ohne die kleinen Aggregate in den Kellern der Häuser? Denkbar sei das schon, sagt er. Wenn wirklich ernst gemacht würde mit dem Klimaschutz. „Schließlich verbrennen wir hier ja mit diesen Anlagen Gas, und keine Solarenergie“, wenngleich auch effizienter als mit anderen Anlagen. Ein bisschen skeptisch bleibt Herr Staiger noch. Ja, letztens wären ein paar „sogenannte Wissenschaftler von irgendeinem Klimainstitut“ bei ihnen gewesen, haben über die Energiezukunft geredet. Da wären auch Konzepte aufgetaucht, „kein Gas mehr, auch kein Wasserstoff, nur noch Strom“. Der Strom, der regenerative, könne schön über die Welt verteilt werden, in Elektrowärmepumpen und Elektroautos gespeichert werden. „Da bleibt dann kaum noch Platz für Wärmeerzeugung mit der Brennstoffzelle“. Aber das sei ja Zukunftsmusik. Und keinesfalls bewiesen, daß das funktioniere und dann ökologisch noch besser sei. Anders sei das bei den Passivhäusern, die jetzt schon überwiegend gebaut würden. „Für die gibt es zur Zeit noch bessere Systeme als die Brennstoffzelle“. Oder den solaren Brauchwasseranlagen auf dem Dach, oder gar der neuen Solarsiedlung mit solarem Nahwärmenetz. „Da brauch ich mit der Brennstoffzelle nicht mehr anzuklopfen. Überhaupt kein Potenzial. Kein Warmwasser mehr, was für die Brennstoffzelle übrig bleibt.“ Doch Herr Staiger bleibt pragmatisch: „Erst einmal noch im Wohngebäude Bestand den Anteil der Brennstoffzelle steigern. Das verschafft uns Luft – und Eigenständigkeit.“

Wie das funktionieren kann, sagt uns Frau Kleinkauf. In ihrem Keller steht eines der ersten Brennstoffzellenaggregate. „Am Anfang waren wir schon etwas skeptisch. Schließlich hat uns die Heizung bis dahin selbst gehört, und wir waren gewohnt, unser Heizöl alle zwei Jahre bei Heizöl-Wolff zu holen. Aber so hat es auch viele Vorteile. Wir brauchen uns um nichts mehr zu kümmern. Betrieb, Wartung, Reparaturen, alles wird erledigt.“ Angefangen habe es mit einem Brief von den Stadtwerken an alle Haushalte. Ob die Heizung nicht schon alt sei, man sich ein neues Heizungskonzept vorstellen könne, Interesse an einem Beratungsgespräch habe. Dazu die Werbung in der lokalen Presse. Nun, bei ihnen hätte eh' eine Heizungsmodernisierung angestanden. Der Berater von den Stadtwerken habe dann eine Contracting-Lösung vorgeschlagen. Es klang wie ein Rundum-Sorglos Paket. „Da wird man dann automatisch misstrauisch, aber schließlich waren das die Stadtwerke, und nicht irgendein Staubsaugerverkäufer“, meint Frau Kleinkauf. „Außerdem seien wir damit ultramodern, die Spitze des Fortschritts“, habe der Berater der Stadtwerke gesagt, und Frau Kleinkauf lächelt. Sie hätten zugesagt, und bald danach sei es losgegangen: Gasanschluss, Brennstoffzellenfirma, Anschluss für die Stromeinspeisung und Online-Überwachung der Anlage. Alles organisiert und finanziert von den Stadtwerken. „Nun beziehen wir unsere Wärme ähnlich wie unseren Strom von den Stadtwerken, bezahlen nach Verbrauch und Tarif. Vom Heizölpreis sind wir nicht mehr abhängig, ebenso wenig von den Kosten der Instandhaltung.“ Ob das jetzt teurer sei für sie? Nein, im Gegenteil, das sei Bestandteil des

Vertrags. Und wer habe schon vorher seine Heizölkosten umgerechnet? Jetzt wissen sie genau Bescheid. „Mein Mann hat schon angefangen, die jährlichen Auswertungen der Stadtwerke zu lesen wie die Tageszeitung. Da steht unsere Verbrauchskurve, tagesgenau, darunter die Kurve der Außentemperatur. Dazu noch Kurven von typischen Wohngebäuden und eine theoretische für unser Haus. Das war auch Anreiz, etwas zu tun, beispielsweise haben wir die Fenster abgedichtet und Kellerdecke und Dach isoliert, z.T. auch neue Fenster eingebaut. Hier haben uns die Leute von den Stadtwerken schon manchen Tipp zum Sparen gegeben.“ Der Bock zum Gärtner? „Nein, nein“, lächelt Frau Kleinkauf, „die Wärme, die wir wegsparen, geht ja nicht zu Lasten der Brennstoffzelle. Die macht ja überwiegend das Warmwasser.“ Mittlerweile sind Kleinkaufs nicht mehr die einzige Familie in ihrer Straße, die sich die eine Brennstoffzelle von den Stadtwerken in's Haus hat stellen lassen. „Das ist hier zu einer richtigen Mode geworden“.

Entsprechend der hier getroffenen Annahmen erhöht sich die gekoppelte Stromerzeugung im Zeitverlauf im Effizienzscenario von rund 78 TWh (nach AGFW-Definition für die KWK, die auf dem Stromkennzahlverfahren basiert, liegt der heutige Beitrag der KWK bei rund 50 TWh; im Folgenden wird ausschließlich diese Definition verwendet) im Jahr 1998 über knapp 176 TWh im Jahr 2020 bis auf ca. 224 TWh im Jahr 2030. Zu diesem Zeitpunkt entspricht dies einem Anteil an der erforderlichen Nettostromproduktion von rund 43,5%. Bis zum Jahr 2050 kann dieser bei leicht sinkender Nachfrage und etwa gleichbleibender KWK-Stromproduktion noch leicht auf 44,5% erhöht werden. Die treibenden Größen für den Ausbau der KWK sind zusammengefasst bis 2010 vor allem der Ersatz und die Modernisierung bestehender großer KWK-Anlagen, während nach 2010 dann der Ausbau der dezentralen KWK-Stromerzeugung und zunehmend auch der Objektversorgung dominiert. Nach 2030 gibt es auch in diesen Bereichen keine signifikanten Spielräume für weitere Zuwächse mehr, so dass infolge des immer weiter sinkenden Wärmebedarfs im Gebäudebestand die KWK-Stromerzeugung auf konstantem hohem Niveau verbleibt.

Nachhaltigkeitsszenario

Prämisse: In KWK-Baustein für das Nachhaltigkeitsszenario liegt der Fokus auf einer so weit wie möglichen Ausweitung der KWK im Systemverbund mit einer sehr deutlichen Erhöhung der regenerativen Marktanteile im Wärmemarkt und massiven Ausschöpfung der bestehenden Effizienzpotenziale im Gebäudebestand und Neubau:

Ersatz bestehender KWK-Anlagen: In der Anfangszeit des Betrachtungshorizontes ist der Spielraum für die KWK-Stromerzeugung auch unter den hier gegenüber dem Effizienzscenario veränderten Bedingungen noch hinreichend hoch, so dass das dort dargestellte Modernisierungsprogramm hier nahezu unverändert übernommen werden kann. Aufgrund der Kopplung mit einem starken Ausbau der erneuerbaren Energien auch zur Stromerzeugung und der hiermit verbundenen deutlichen Erhöhung des Anteils fluktuierender und damit nicht flexibel steuerbarer Quellen werden die KWK-Anlagen mit einer gegenüber dem Effizienzscenario leicht geringeren mittleren Stromkennzahl betrieben, um Strom-Überschüsse in Zeiten hoher Wärmenachfrage zu vermeiden. Zudem wird der Großteil der Anlagen nicht als Gegendruckanlagen, sondern nach dem Entnahme-Kondensations-Prinzip konzipiert, was aufgrund der hierdurch hinzu gewonnenen Flexibi-

litäten zusätzliche Optionen für den Ausgleich der Angebotsschwankungen der fluktuierenden Quellen eröffnet.

Neubau von großen KWK-Anlagen zur Fernwärmeversorgung: Aufgrund der stärkeren Betonung der Effizienzmaßnahmen im Bausteinkonzept II erfolgt hier auch ein im Vergleich zu vorheriger Betrachtung reduzierter Zuwachs bei dem Neubau von großen Strom und Wärme bereitstellenden Anlagen. Mit einem gesamten Zubauvolumen von 2.000 MW im Jahr 2020 werden dennoch zahlreiche der in der Industrie heute noch sehr ineffizient arbeitenden reinen Heizwerke durch moderne KWK-Anlagen ersetzt.

Ausweitung der Nahwärmebereitstellung durch BHKW: Infolge der energiepolitischen Unterstützung verbessern sich die Anwendungsmöglichkeiten für die dezentrale KWK zur Nahwärmeversorgung auf der Basis kleinerer KWK-Anlagen auch im Nachhaltigkeitsszenario. Deutlich früher als im Effizienzscenario führt die zeitgleich zu berücksichtigende Erhöhung der nachfrageseitig durchgeführten Maßnahmen hier zu einer deutlichen Einschränkung der Nutzungsoptionen. Zudem schränkt die nach 2010 stark zunehmende Nahwärmeversorgung auf der Basis erneuerbarer Energien den Zubau von BHKW auf fossiler Brennstoffbasis sehr stark ein. Daher ist hier lediglich in den ersten zwanzig Jahren des Betrachtungszeitraums von einem signifikanten Zubau ausgegangen worden. Im Anschluss daran kommt es lediglich zu einem Erhalt der für die Nahwärmebereitstellung aufgeschlossenen Standorte.

Objektversorgung: Im Vergleich zum Bausteinkonzept I werden auch die Ausbaumöglichkeiten der Brennstoffzellen (im Bereich der Objektversorgung) im stärkeren Maße durch die Wechselwirkungen des Gesamtsystems bestimmt. Dies betrifft neben der deutlich schnelleren Reduzierung des Wärmebedarfs im korrespondierenden Nachfragebaustein II vor allem den stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energien im Bereich der Wärmebereitstellung. Detailanalysen zeigen hier, dass das Zeitfenster für den Brennstoffzeleinsatz in der Objektversorgung bis 2020 unter Berücksichtigung der Sterbelinie der bestehenden Heizungsanlagen zwar auf rund 270 PJ ansteigt (theoretisch könnte hiermit ein Anteil an der Nettostromerzeugung von knapp 20% abgedeckt werden), im Zuge des Ausbaus der erneuerbaren Energien bis 2030 aber dann sehr schnell wieder auf 165 PJ absinkt. Am Ende des Betrachtungshorizontes ist das Potenzial auf fast null gesunken, da die Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien und die hierzu notwendige komplementäre fossile Zusatzbeheizung den Wärmemarkt dominiert (vgl. Konfliktfeld: Konkurrenzsituation auf dem Wärmemarkt; Brennstoffzelle – elektrische Wärmepumpe; Kapitel 6).

Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass der Brennstoffzellenversorgung aus ökologischen Gesichtspunkten mit der elektrischen Wärmepumpe eine zunehmend ernsthafte Konkurrenz gegenübersteht. Mit der Veränderung des Kraftwerksmixes im Zeitverlauf und unter Berücksichtigung weiterer technischer Entwicklungen verbessert sich die Klimabilanz der elektrischen Wärmepumpe im Bausteinkonzept II so signifikant, dass mit ihrem Einsatz je nach Randbedingungen schon ab dem Jahr 2020 bzw. spätestens ab 2030 geringere CO₂-Emissionen verbunden sind als mit der Brennstoffzelle. Elektrische Wärmepumpen werden damit spätestens ab 2030 deutlich höhere Marktanteile erreichen können.

Vor diesem Hintergrund wird davon ausgegangen, dass die Brennstoffzelle das ihr verbleibende Potenzialfenster zwar bis 2010 zu 10%, bis 2020 zu mehr als 20% und bis 2030 sogar zu mehr als 60% ausfüllen kann, es danach aber nicht nur zu keinem weiteren Zubau an Brennstoffzellensystemen zur häuslichen Objektversorgung mehr kommt, sondern ab der Mitte des Jahrhunderts auch kaum noch alte Anlagen ersetzt werden (die Ersatzanlagen werden aus Gründen der Klimabilanz mit Biogas statt mit Erdgas betrieben). Diese Vorgabe wäre dann zu ändern, wenn zu diesem Zeitpunkt mit regenerativ (z. B. aus zeitweiligen Überschüssen) erzeugtem Wasserstoff ein weiterer sauberer Energieträger für die Brennstoffzelle zur Verfügung steht. Nach den bisherigen Betrachtungen ist dies bis 2050 aber nur im geringem Maße der Fall.

Weniger schwierige Konkurrenzbedingungen liegen für die Brennstoffzellenobjektversorgung bei den gewerblichen Anwendungen vor. Hier ist vielfach ein höheres Temperaturniveau erforderlich, das elektrische Wärmepumpen nur mit einer deutlich geringeren Arbeitszahl in der Lage sind bereitzustellen.

Trotz dieser Einschränkungen erlaubt das verbleibende Angebotspotenzial virtuelle Kraftwerksverbände auf der Basis von Brennstoffzellenaggregaten zu errichten, die gerade in der Übergangszeit einen wichtigen Beitrag zum Ausgleich der zunehmenden Fluktuationen des erneuerbaren Stromangebotes leisten können.

Auch im Bausteinkonzept für das Nachhaltigkeitsszenario kommt es für die KWK damit zu einer signifikanten Ausweitung der Stromerzeugung. Nach einer mehr als Verdopplung gegenüber dem Ausgangsniveau des Jahres 1998 bis zum Jahr 2020 auf 162 TWh_{el}, erhöht sich die gekoppelte Bereitstellung elektrischer Energie bis 2030 mit 187 TWh_{el} auf den Maximalwert im Verlauf des Betrachtungszeitraums. Knapp 43% des unter den entsprechenden Bedingungen auf der Nachfrageseite von den verschiedenen Kundengruppen nachgefragten Stroms wird dann durch KWK-Anlagen erzeugt. Bis zum Jahr 2050 verringert sich dieser Anteil wieder auf 36,7%, die zugehörige gekoppelte Stromerzeugung fällt auf 149 TWh_{el} ab.

Während bis 2010 der wesentliche Anteil der Erhöhung des KWK-Stromerzeugungsanteils (die gekoppelte Bereitstellung von Strom vergrößert sich von 1998 bis 2010 bereits um knapp 60%) auf der Modernisierung bestehender Großanlagen im Bereich der öffentlichen und industriellen KWK beruht, liegt dieser Anteil bis 2020 bei rund 50%. Der Ausbau der dezentralen KWK (in der Objekt- und Nahwärmeversorgung) erlangt gerade im zweiten Jahrzehnt diesen Jahrhunderts im Zuge, auch der fortschreitenden Erfolge der Brennstoffzellentechnologie, eine stark wachsende Bedeutung (vgl. Abbildung 5-3). Insgesamt bleibt die KWK im Nachhaltigkeitsszenario aber unter den Perspektiven des Effizienzszenarios zurück (vgl. Abbildung 5-4). Maßgeblich ist hierfür die schneller und vor allem deutlich massiver einsetzende Konkurrenz zwischen der fossilen KWK und dem Ausbau der Objekt- und Nahwärmeversorgung auf der Basis erneuerbarer Energien (vgl. Kapitel 6).

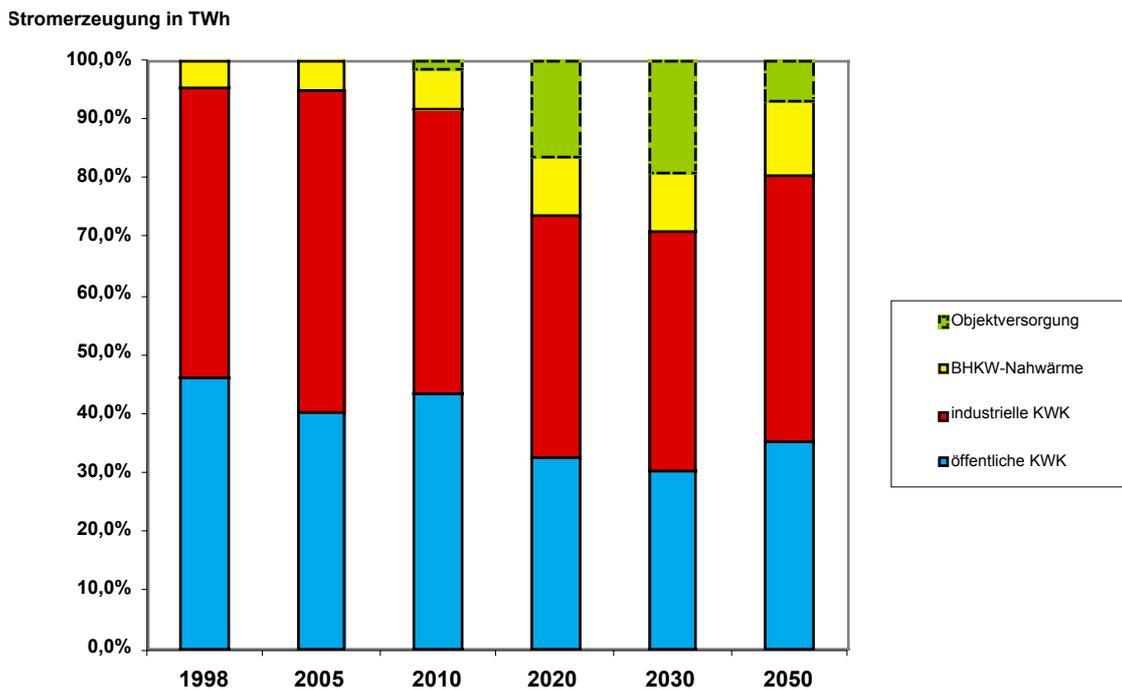


Abbildung 5-3: Entwicklung der gekoppelten Stromerzeugung im Nachhaltigkeitsszenario

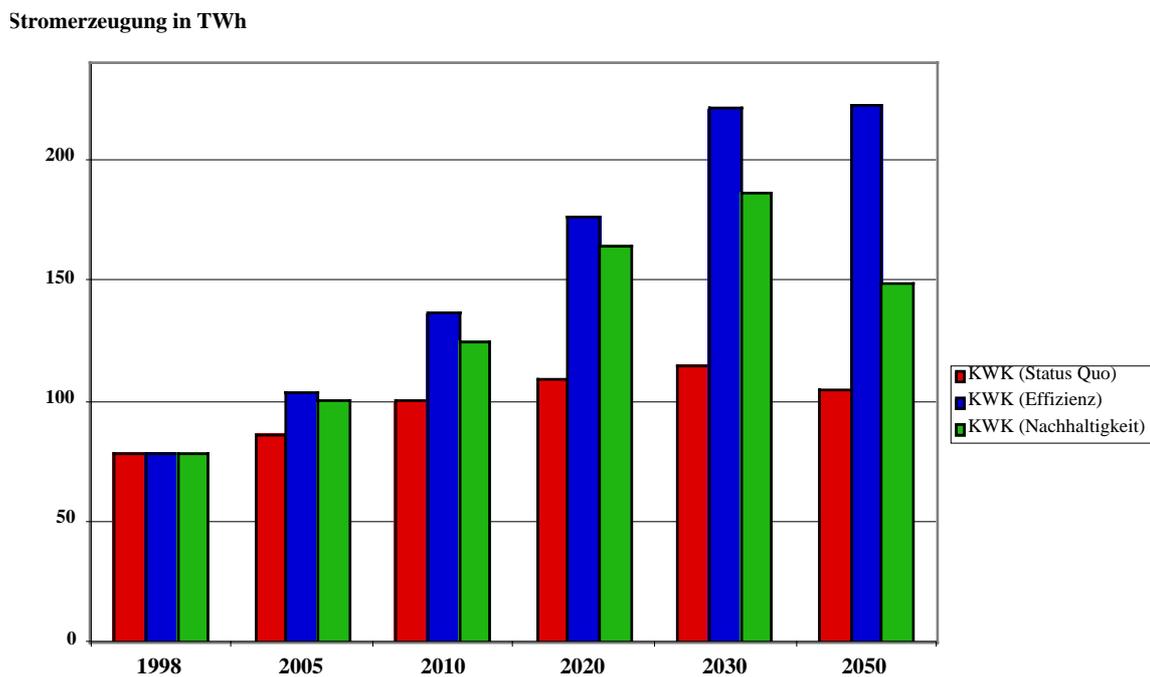


Abbildung 5-4: Entwicklung der KWK in den verschiedenen Bausteinkonzepten im Vergleich zum Status Quo

5.3 Großkraftwerk von Morgen: Zusammenspiel von Evolution und Revolution

Neben der KWK kommen im Bereich der konventionellen Kraftwerkstechnik vor allem der Kraftwerksertüchtigung und dem Neubau effizienterer Kraftwerke eine besondere Bedeutung zu. Dieser eher evolutorischen Weiterentwicklung des Kraftwerkspark stehen stärker, die bestehenden Strukturen verändernde Maßnahmen (z. B. Aufbau virtueller aus dem Verbund dezentraler Einheiten bestehender Kraftwerke) gegenüber. Auf beide Optionen wird nachfolgend eingegangen.

5.3.1. Ein Rest bleibt, aber effizient und flexibel muss er sein

Auch wenn der Anteil der erneuerbaren Energien und eher dezentral orientierter Energiewandler in den betrachteten Szenarien deutlich zunehmen wird, bleiben die, die heutige Stromwirtschaft prägenden (vgl. Kapitel 5.1.1) Großkraftwerke in den nächsten Dekaden weiter fester Bestandteil der Stromerzeugung. Für den Kraftwerksbestand ist dabei die Ertüchtigung der einzelnen Komponenten mit dem Ziel den Wirkungsgrad der Anlagen zu erhöhen von primärer Bedeutung. Allein aus wirtschaftlichen Erwägungen gehören Ertüchtigungsprogramme heute zum Alltagsgeschäft. Bestes Beispiel hierfür ist das Ertüchtigungsprogramm der ostdeutschen Kraftwerke, das im Zuge der Vereinigung in den neunziger Jahren durchgeführt worden ist. Vergleichbar große Anstrengungen werden derzeit im Rheinland unternommen, die dortigen Braunkohlekraftwerke zu modernisieren und effizienter zu machen. Dieses Programm war Teil eines energiepolitischen Gesamtpaketes, das zwischen dem Betreiber und der Landesregierung Nordrhein-Westfalen mit Blick auf die Genehmigung des neuen Braunkohlentagebaus Garzweiler II vereinbart worden ist. Im Rahmen der hier angestellten Betrachtungen wird unterstellt, dass die unter Status Quo Bedingungen vorgesehenen Maßnahmen im Kraftwerksbestand in den beiden angebotsseitigen Bausteinen (Baustein I und II) zeitlich vorgezogen werden.

Der Spielraum für die zweite hier zu betrachtende Option des Neubaus effizienter Kraftwerke ist von der Altersstruktur der bestehenden Kraftwerke einerseits und der von Entwicklung der zugrundeliegenden Nachfrage nach Strom andererseits abhängig. Die wesentlichen Weichen für die zukünftige Ausgestaltung des Kraftwerkspark werden im zweiten Jahrzehnt dieses Jahrhunderts gelegt werden. Erst nach 2010 besteht im Kraftwerkspark ein erheblicher Ersatzbedarf. Die hierdurch ausgelöste Investitionswelle muss angesichts der langen Lebensdauer von Kraftwerken (in der Regel 40 Jahre) zu einem nachhaltigen Umbau genutzt werden. Werden hier die falschen Investitionsentscheidungen getroffen, sind Veränderungsmöglichkeiten auf Jahrzehnte blockiert. Die notwendigen Emissionsminderungen müßten entweder auf andere, dann möglicherweise überproportional betroffene Bereiche verlagert werden, oder stranded investments für einmal getroffene Entscheidungen in Kauf genommen werden.

Mit über 80% basiert die Deckung der Stromnachfrage heute zum überragenden Anteil auf der Bereitstellung elektrischer Energie in mit fossilen Brennstoffen befeuerten ausschließ-

lich stromerzeugenden Großkraftwerken (Kondensationskraftwerke). Der Rest der Strombereitstellung erfolgt durch KWK-Anlagen und erneuerbare Energien (vgl. Abbildung 5-2). Im Effizienzzenario reduziert sich die Kondensationsstromerzeugung von knapp 416 TWh in 1998 über 325 TWh in 2020 auf nur noch 130,6 TWh im Jahr 2050. Dies entspricht im Zeitverlauf einem Rückgang um 44 bzw. 69%. In den ersten beiden Jahren basiert der sinkende Anteil der für die reine Stromerzeugung eingesetzten Großkraftwerke vor allem auf dem Rückgang des Beitrags der Kernkraftwerke, der von 153 TWh im Jahr 1998 unter Bezugnahme auf den im Jahr 2000 geschlossenen Kernenergiekonsens bis 2020 (2010) auf 28,5 TWh (111 TWh) zurückgeht. Danach werden mehr und mehr auch die größeren steinkohle- und vor allem braunkohlebefeuerten Großkraftwerke durch KWK-Anlagen (vor allem auch dezentrale Einheiten) auf Erdgasbasis ersetzt. Der Anteil der großen Kondensationskraftwerke an der Abdeckung der Stromnachfrage sinkt im Effizienzzenario dementsprechend von 81% im Jahr 1998 über 46% im Jahr 2000 auf schließlich nur noch 26% am Ende des Betrachtungszeitraumes.

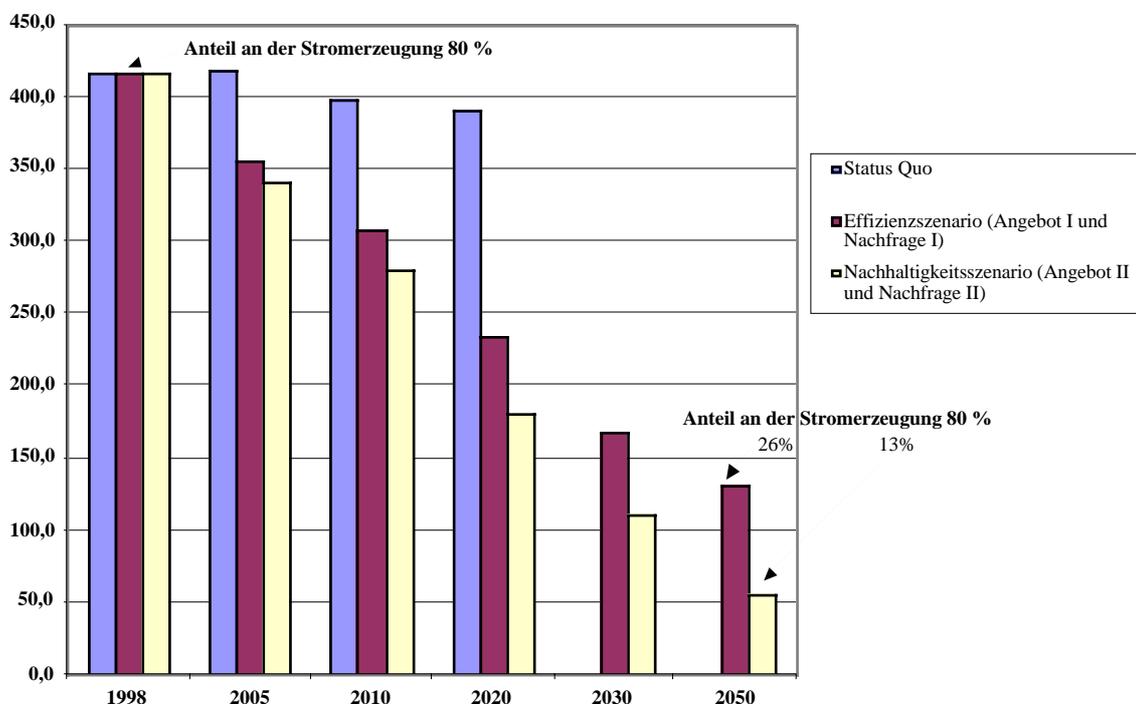


Abbildung 5-5: Entwicklung der Kondensationsstromerzeugung in den verschiedenen Szenarien

Im auf den Bausteinen Angebot II und Nachfrage II basierendem Nachhaltigkeitszenario wird das Potenzial für den Neubau von großen Kondensationskraftwerken neben der geringeren Nachfrage zusätzlich durch die zunehmende Bedeutung der erneuerbaren Energien für die Stromerzeugung eingeschränkt. Im Vergleich zum Effizienzzenario reduziert sich allein die gesamte Nachfrage nach elektrischer Energie um 56 TWh in 2020 bzw. sogar 86 TWh im Jahr 2050. Bei zeitgleich deutlich steigendem Beitrag erneuerbarer Energien sinkt der absolute Beitrag (gemessen in TWh) der Kondensationsstromerzeugung von 1998 bis 2020 um mehr als 57%. Am Ende des Betrachtungszeitraums liegt er gerade noch bei 13% des Ausgangsniveaus. Mit einem Gesamtanteil an der Stromerzeugung von knapp 40% in 2020 und nur noch 13,2% in 2050 verbleibt der elektrischen Energiegewinnung in

Kondensationskraftwerken unter Nachhaltigkeitsbedingungen nur noch ein Sockelbeitrag (vgl. auch Abbildung 5-2).

5.3.2 Neue Technologien für zukunftsfähige Kohlekraftwerke

Insbesondere im Nachhaltigkeitsszenario stellt sich somit die Frage, unter welchen Voraussetzungen sich aufgrund der geringen noch verbleibenden Stromerzeugungsmengen einerseits und der langen Laufzeiten von Großkraftwerken (eine im Jahr 2010 in Betrieb gegangene Anlagen trägt auch 2050 noch zur Stromerzeugung bei) andererseits² der Neubau von großen Kondensationskraftwerken und damit auch die Entwicklung entsprechender, auf diese ausgerichtete, Technologien überhaupt noch lohnt. Diese müssen vor allem für Kohlekraftwerke, präzisiert werden, deren Einsatzvoraussetzungen unter Klimaschutzbedingungen aufgrund der höheren Kohlenstoffintensität des Brennstoffs Kohle (gegenüber dem Erdgas) noch schwieriger sind. Erforderlich und zielführend sind

- eine Konzentration auf die Entwicklung von spezifischen Anlagenkonzepten mit hohen elektrischen Wirkungsgraden, die auch in kleineren Leistungseinheiten und damit als KWK-Anlagen zum Einsatz kommen können (z. B. kurz- bis mittelfristig fortgeschrittene konventionelle Anlagenkonzepte, Druckwirbelschichtfeuerung oder IGCC: Kohlekraftwerke mit integrierter Kohlevergasung³, langfristig Hochtemperatur-Brennstoffzelle und Druckkohlenstaubfeuerung) und
- die Weiterentwicklung von effizienten Kohlekraftwerkskonzepten, die erfolgreich auf den auch weiterhin stark von der Kohleverstromung geprägten Weltmärkten (vor allem Länder wie China, Indien) Verwendung finden können (z. B. fortgeschrittene Kohlekraftwerke mit hohen Dampfparametern, IGCC).

Die Verringerung der Kohleverstromung in Deutschland selber und die Aufrechterhaltung des hohen Niveaus der deutschen Kraftwerkstechnik müssen dementsprechend nicht im Widerspruch zueinander stehen. Allerdings verändern sich möglicherweise die Anforderungen, die an die Technik gestellt werden. Während auf den Industrieländermärkten vor allem eine hohe Verfügbarkeit im Mittelpunkt des Interesse steht, erfordert der Einsatz in den sich entwickelnden Märkten vor allem ein hohes Maß an Flexibilität und hinreichen günstige Investitionsbedingungen. Der Anspruch der deutschen Kraftwerksindustrie könnte vor diesem Hintergrund vor allem darin bestehen letzteres mit vergleichsweise hohem Wirkungsgrad zu realisieren und sich damit Wettbewerbsvorteile zu sichern und zugleich einen Beitrag zum Klimaschutz außerhalb der Landesgrenzen zu leisten.

Neben der Ertüchtigung bestehender Kraftwerke und dem Neubau effizienterer Anlagen wird in letzter Zeit zunehmend die Option der Errichtung sogenannter CO₂-freier Kraft-

² Hinzu kommen noch lebensdauererlängernde Ertüchtigungsmaßnahmen im Kraftwerksbestand, die für den Neubau verzögernd wirken.

³ Das Problem der maßgeblich in Deutschland mitentwickelten Technologie besteht in ihrer im Vergleich zu anderen Konzepten geringeren Verfügbarkeit. Pilot- und Demonstrationsanlagen sind bisher z. B. in Buggenum (Niederland), Puertollano (Spanien) und den USA errichtet worden.

werke diskutiert. Die Grundidee derartiger Konzepte besteht entweder darin, dass bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe entstehende Kohlendioxid aus den Rauchgasen zu entfernen und zu speichern oder aber das CO₂ in einer dem Kraftwerksprozess vorgeschalteten Vergasung direkt aus dem Brennstoff zu entfernen (vgl. Arabeske: Der Traum vom CO₂-freien Kraftwerk). Für die Endlagerung des abgetrennten CO₂ kommen verschiedene Verfahren in Betracht. In der Diskussion ist vor allem

- die Nutzung von CO₂ in industriellen Prozessen (z. B. Herstellung von Methanol, Polycarbonaten)⁴
- das Einbringen von CO₂ in unterirdische Lagerstätten (z. B. Kavernen, Salzstöcke, tiefe Grundwasserspeicher: Aquifere) oder Erdöl- und Erdgasfelder (das Verpressen von CO₂ in genutzte Erdölquellen dient gleichzeitig der Erhöhung der Förderleistung)
- die Entsorgung von CO₂ in den Tiefen der Ozeane. Die Zuführung könnte dabei als Trockeneis oder auch Pipelines erfolgen. Durch die Einleitung von zusätzlichen CO₂ wird allerdings das Lösungsgleichgewicht (zwischen Ozean und Atmosphäre) gestört. Aufgrund der permanenten Durchmischung der Ozeane sind diese bemüht für einen Ausgleich zu sorgen. Entsprechend hat das CO₂ nur eine vergleichsweise geringe Verweilzeit, die je nach Tiefe der Einleitung bei nur wenigen Jahrzehnten liegt. Darüber hinaus sind die ökologischen Auswirkungen noch weitgehend unklar, insbesondere ist noch zu klären, in wie weit große Mengen CO₂ schädigend auf die Flora und Fauna der Meere wirken könnten.
- die Speicherung von CO₂ in spezifischen, in großen Mengen lagerfähigen Verbindungen (z. B. Magnesit) mit einer allerdings noch nicht vollständig geklärten Energiebilanz.

Nach vorliegenden Abschätzungen (Holloway 1996) beträgt die Aufnahmekapazität der in der EU befindlichen unterirdischen Endlagerkapazitäten etwa 800 Gt CO₂. Auf Deutschland entfallen dabei nur rund 4,4 Gt CO₂, dies entspricht rund dem Fünffachen des jährlichen energiebedingten CO₂-Ausstoßes. Andere Quellen gehen für Deutschland von einem Potenzial zwischen 1,8 und 2,7 Gt CO₂ aus (Gerling 2001), wobei hier insbesondere Erdgasfelder im Mittelpunkt der Betrachtung stehen. Nicht einbezogen in die Abschätzungen wurden dabei die Lagerkapazitäten der Kohleflöze und derjenigen tiefer saliner Aquifere. Erste sind eingeschränkt, da zwar mit einer CO₂-Injektion in tiefer liegende Kohleschichten das dort gebundene Flözgas gewonnen werden könnte, andererseits bei ohnehin aufgrund der geringen Durchlässigkeit der Kohle niedrigen zu realisierenden Injektionsraten aber hierdurch die spätere Nutzung der Kohlevorkommen eingeschränkt würde. Die Aufnahmekapazität tiefer saliner Aquifere ist zwar grundsätzlich größer als diejenige aller anderen in Deutschland zur Verfügung stehenden Optionen zusammen, einschränkend wirkt sich hier aber der Nutzungskonflikt mit der geothermischen Energiegewinnung aus.

⁴ Bezogen auf die absoluten Mengen stellt der industrielle Einsatz allerdings eher eine marginale Größe dar.

Eine im Vergleich zu anderen Optionen weltweit deutlich höhere Aufnahmekapazität weisen auch die Ozeane auf, allerdings mit den oben genannten Einschränkungen der nur geringen Verweilzeit.

Die Abtrennung und Entsorgung von CO₂ aus dem Kraftwerksprozess führt aufgrund der hohen energetischen Mehraufwandes von bis zu einem Drittel nicht nur zu einer Verringerung des Wirkungsgrades bei der Stromerzeugung (mit entsprechenden negativen Rückwirkungen auf den Verbrauch der begrenzten fossilen Reserven und Ressourcen), sondern auch zu nicht unerheblichen Mehrkosten. Allein durch das höhere Investment und die geringere Brennstoffeffizienz entsteht bei der Stromerzeugung eine Mehrbelastung gegenüber konventionellen Kohlekraftwerken zwischen 3 und 4 Pf/kWh_{el}. Hinzu kommen die Aufwendungen für die Endlagerung des CO₂ selber, die je nach Verfahren bis zu 200 DM/t CO₂ betragen können. Eine in Tabelle 5-6 durchgeführte Vergleichsbetrachtung für das Jahr 2030 der aus verschiedenen Optionen resultierenden Grenzkosten der CO₂-Minderung zeigt, dass die CO₂-Entsorgung zu diesem Zeitpunkt zwar günstiger zu realisieren ist als die Ausweitung der photovoltaischen Stromerzeugung, gegenüber anderen Optionen der regenerativen Stromerzeugung aber keine wesentlichen Kostenvorteile aufweist.

Tabelle 5-6: Vergleich der Grenzkosten der CO₂-Minderung für das Jahr 2030

	Grenzkosten DM/t CO ₂		Grenzkosten in DM/ t CO ₂ zum Vergleich	
	untere Grenze	obere Grenze		
CO ₂ -Abscheidung und Nutzung	56	67	417	Photovoltaik
verbesserte Ölförderung	78	155	116	Windenergie
geologische Entsorgung	109	223	111	solarthermische Kraftwerke
Entsorgung im Ozean	124	256	35	Stromeinsparung

Trotz der ungünstigen wirtschaftlichen Rahmenbedingung und der darüber hinaus unsicheren vor allem auch ökologischen Rahmenbedingungen gibt es weltweit verschiedene Anstrengungen dem Traum eines CO₂-freien Kraftwerks näher zu kommen (z. B. USA, Japan, Norwegen). Verständlich ist dies vor allem für diejenigen Länder, die ausschließlich Kohlevorkommen aufweisen und in erster Linie von der Verwendung dieses kohlenstoffreichen Energieträgers abhängig sind. Dabei wirkt sich hier durchaus positiv aus, das über die Forschungen im Bereich CO₂-Abtrennung und –entsorgung auch zusätzliche Impulse für fortgeschrittene Kohlekraftwerkstechnik (vor allem IGCC, wo verfahrensbedingt ohnehin eine vorgeschaltete Vergasung vorgesehen ist) erzeugt werden.

Verschiedene Optionen für die Abtrennung und Entsorgung von CO₂ sind in der Diskussion. Das Potenzial für die CO₂-Entsorgung scheint allerdings (zumindest in Europa), berücksichtigt man die mit bestimmten Methoden induzierten Umweltprobleme, begrenzt zu sein. Unklarheiten bestehen vor allem hinsichtlich des Diffusionsprozess von in die Tiefen der Ozeane eingespeistem CO₂, das nach einem bisher nicht genau bekannten Zeitraum hierdurch wieder in die Atmosphäre gelangt. In jedem Fall kommt es zu einem Wiederfreisetzen von in industriellen Produkten gebundenem CO₂ nach dem Ende ihrer Nutzungszeit. Damit erscheint aus heutiger Sicht noch weitgehend unklar ob und in welchem Umfang diese Technik zu einer Erweiterung des Handlungsspielraums beitragen kann oder ob sie nur zu einer zeitlich kurzfristigen, aber möglicherweise dann sehr teuren und ineffizienten Verlagerung des Problems führt. In die Szenariorechnungen ist die CO₂-Entsorgung als Handlungsfeld deswegen nicht aufgenommen worden.

5.3.3 Von den Großkraftwerken zur dezentralen Stromversorgung

Obwohl die zentralisierten Versorgungsstrukturen des 20. Jahrhunderts noch vorherrschen, zeichnen sich bereits die wesentlichen Merkmale der Stromversorgung des 21. Jahrhunderts ab: Deregulierung, Liberalisierung, Umwelt- und Ressourcenschonung. Diese Umstellung des Elektrizitätssektors geht auf der einen Seite mit einem wachsenden überregionalen bis interkontinentalen Energieaustausch einher, auf der anderen Seite steigt der Anteil kleiner, dezentraler Stromerzeuger und der Kraft-Wärme-Kopplung stetig an. Die Bedeutung moderner Informations- und Kommunikationstechnologie nimmt dabei immer weiter zu und eröffnet neue Möglichkeiten des interaktiven Last- und Energiemanagements und der optimierten Integration von Energiequellen und Verbrauchern mit Hilfe verbesserter Verfahren zur Prognose, Einsatzplanung und Lastverteilung.

Moderne dezentrale Energieversorgungssysteme bestehen aus einer Reihe kleiner, dezentraler Versorgungseinheiten auf der Basis von Wind- und Solarenergie, Biomasse, Wasserkraft, Erdgas, aus Einheiten zur Kraft-Wärme-Kopplung mit Mikrogasturbinen und Brennstoffzellen und aus Energiespeichermodulen mit Batterien. Auch konventionelle Kraftwerke und Motor-Generator-Einheiten können in das System mit eingebunden sein (vgl. Abbildung 5-7).

Industrielle und private Verbraucher sind über ein Lastmanagement ebenfalls in das System integriert, so dass derjenige Teil der Last, der von den Versorgungsanforderungen her zeitlich verschiebbar und steuerbar ist, zum zeitlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage genutzt werden kann. Über interaktive Zähler und Verbrauchsgeräte sowie mit Hilfe des Internets können Stromkunden auch selbst den Energiebezug mitbestimmen und sich so flexibel an Hoch- und Niedrigtarife anpassen.

Erfolgreiche Feldversuche wurden bereits in der Vergangenheit durchgeführt /Energiestiftung Schleswig Holstein 1997/ / Hanitsch 1993/. In Eckernförde wurden hierzu beispielsweise bei rund 1000 Tarifkunden der Stadtwerke zeitlineare Tarife eingeführt, mit dem Ziel, Lastverlagerungen in Niedrigtarifzeiten zu erreichen. Die Kunden erhielten dazu Stromwertampeln, die die Tarifhöhe anzeigten und Stromwertschalter, die Geräte wie Spül- oder Waschmaschinen automatisch bei niedrigen Tarifen zuschalten konnten. Im

Gegensatz zu den Erfordernisse einer künftigen Energieversorgung mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien sollte bei diesen Versuchen die Last hauptsächlich in die Nachtstunden verlagert werden, um konventionelle Grundlastkraftwerke besser auszulasten.

Bereits seit den 60er Jahren wurde durch die Elektrizitätsversorgungsunternehmen eine Anpassung der Nachfrage an die wachsende Grundlastkapazität vorgenommen indem die Nachfrage in der Nacht u.a. durch die Verbreitung von Nachtspeicherheizungen erhöht wurde. Die Nachfrage konnte dadurch in den Nachtstunden der Wintermonate von unter 50% der Tageshöchstlast in den 60er Jahren auf über 70% in den 90er Jahren gesteigert werden (vgl. Abbildung 5-6).

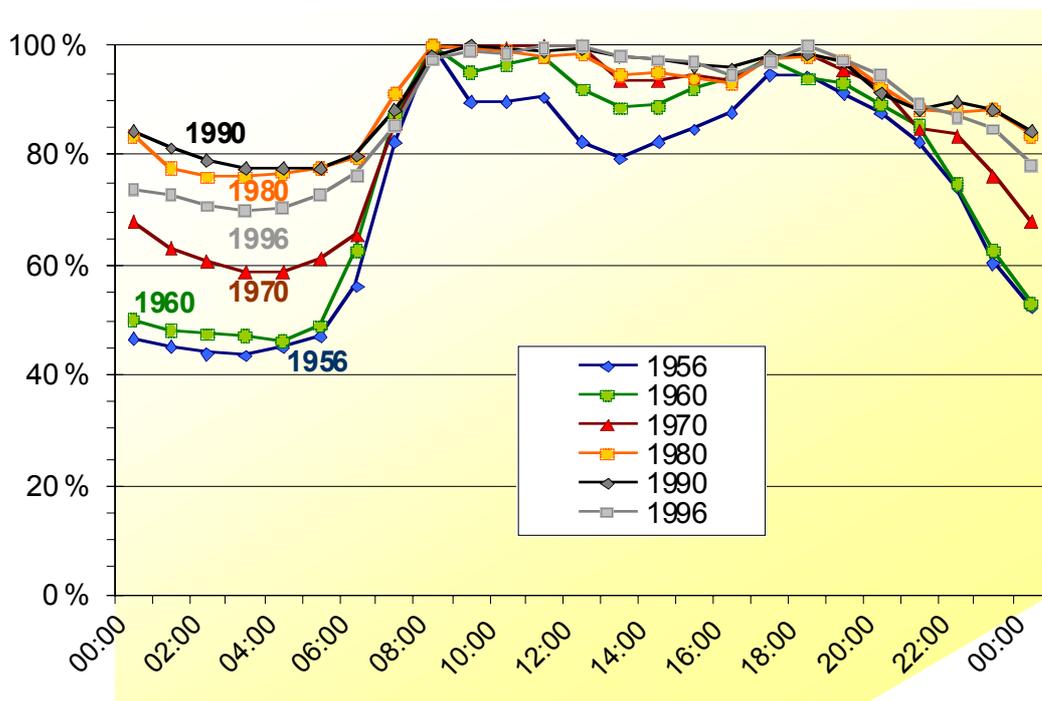


Abbildung 5-6: Last bezogen auf die Tageshöchstlast des Elektrizitätsbedarfs in der Bundesrepublik Deutschland für den dritten Mittwoch im Dezember für verschiedene Jahre (Daten: VDEW, 1996 Gesamtdeutschland)

Bei einer künftigen Elektrizitätsversorgung wird tendenziell aufgrund des Angebot von Solaranlagen eher eine Rückverlagerung der Last in die Tagesstunden erforderlich sein. Da dies dem natürlichen Nutzungsverhalten des Menschen eher entspricht, dürfte dies deutlich einfacher zu realisieren sein als die bisherigen Verlagerungen in die Nachtstunden. Allerdings werden die notwendigen Verlagerungen unregelmäßiger auftreten als bisher. Deshalb ist die Entwicklung von neuen technischen Steuerungsmaßnahmen von zentraler Bedeutung.

Eine Vielzahl von Geräten ließe sich zentral steuern. Dies könnten Kühl- und Gefriergeräte mit eingebauten Kältespeichern oder Spül- und Waschmaschinen in Wartestellung sein. Künftige intelligente Geräte werden dann selbständig entscheiden können, wann der günstigste Betriebszeitpunkt sein wird. So werden Nutzer zum Beispiel ihre Spülmaschine nur noch beladen. Diese startet entsprechend der Laststruktur im Netz den Spülgang zum optimalen Zeitpunkt und teilt dem Nutzer lediglich mit, wann die Maschine wieder entla-

den werden muss. Durch optimierte Prognoseverfahren bekommt der Nutzer den Zeitpunkt des nächsten Waschgangs bereits im Vorfeld angezeigt und kann ihn im Bedarfsfall individuell beeinflussen.

Das ganze System kann mit oder ohne Netzanbindung betrieben werden und wird von einer zentralen Leitstelle aus gesteuert. Es verhält sich damit praktisch wie ein eigenständiges, virtuelles Kraftwerk. Voraussetzung dafür ist eine leistungsfähige Kommunikation zwischen den Systemkomponenten und ein innovatives Energiemanagementsystem, dessen Aufgaben die Prognose, die Einsatzplanung und die online-Optimierung des Netzbetriebs sind.

Die Basis für ein solches Energiemanagementsystem ist die Prognose. Dabei werden sowohl die Lasten als auch die Erzeugung vorausgesagt. Nichtbeeinflussbare Lasten werden auf der Basis von Erfahrungen und statistischen Analysen vergangener Jahre und dem aktuellen Zustand des Netzes um einige Stunden im Voraus modelliert. Schaltbare und steuerbare Lasten werden unter Wahrung der vertraglichen Versorgungsverpflichtungen in die Optimierung einbezogen und ggf. ab- oder zugeschaltet. Dargebotsabhängige Erzeuger wie Windkraft, Photovoltaik und wärmegeführte BHKW werden auf der Basis von Wettervorhersagen prognostiziert. Der Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage kann dann durch die rechtzeitige Zuschaltung von thermischen Kondensationskraftwerken, , Pumpspeicherkraftwerken oder auch punktuell durch Batteriespeichern bzw. durch den Zukauf von überregional erzeugtem Strom erfolgen.

Durch den Einsatz eines optimierten Lastmanagements lässt sich der Bedarf an Backup-Kraftwerken und Speichern deutlich reduzieren. Überregionale Verbundnetze verringern diesen Bedarf weiter, denn Fluktuationen erneuerbarer Energiequellen finden praktisch nie zeitgleich über große Gebiete statt.

Das Ziel eines solchen ganzheitlichen dezentralen Versorgungssystems ist unter anderem, die Energie möglichst dort zu erzeugen, wo sie gebraucht wird, bzw. möglichst dort zu verbrauchen, wo insbesondere dargebotsabhängige erneuerbare Energie verfügbar ist. Ergänzt wird das System durch den überregionalen und sogar interkontinentalen Austausch von Energie über das Hochspannungsnetz, um lokale Überschüsse abzubauen und ggf. auftretenden Restbedarf mit möglichst geringer installierter Kraftwerkskapazität decken zu können.

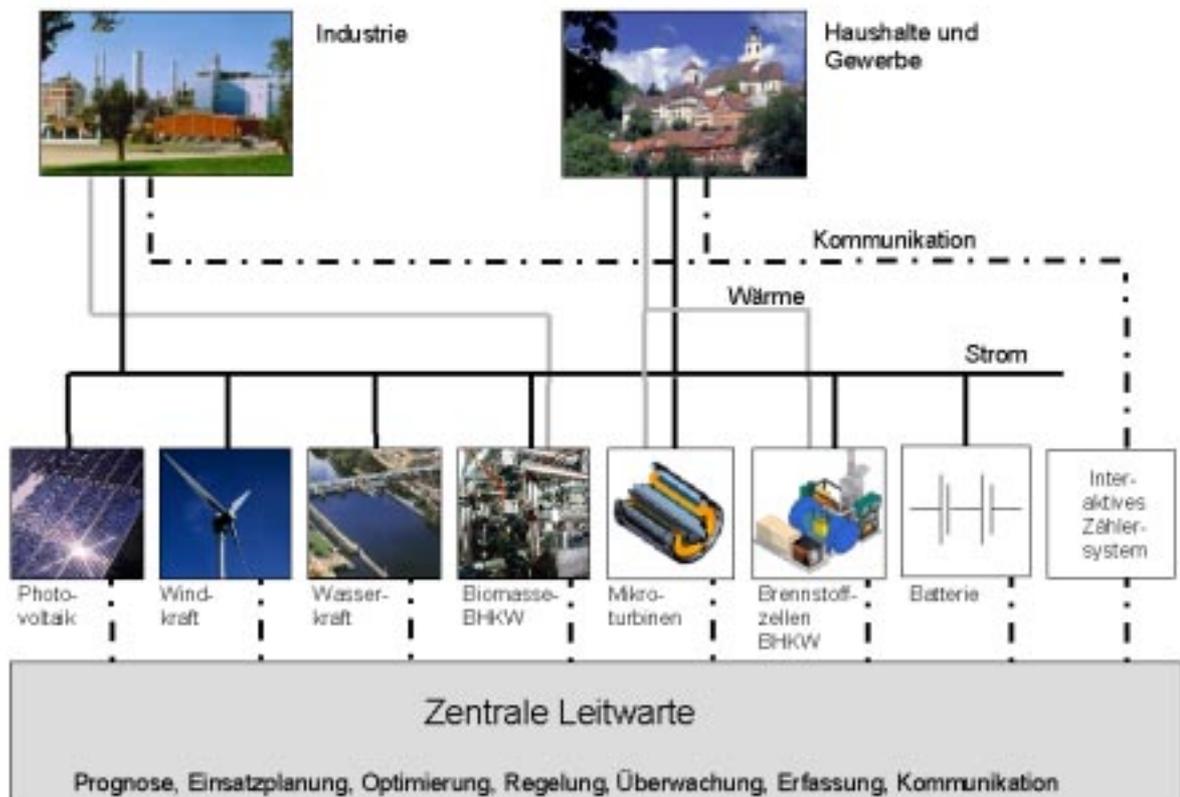


Abbildung 5-7: Virtuelles Kraftwerk als Teil eines optimierten Energieversorgungssystems

Die Vorteile solcher dezentraler Energieversorgungssysteme liegen auf der Hand:

- Die Generatoren können verbrauchernah aufgestellt werden. Dies spart Kosten und vermindert die elektrischen Verluste bei der Energieübertragung und -verteilung (derzeitige Verteilungskosten betragen etwa 30% entsprechend 5 - 6 centkWh, die Verteilungsverluste belaufen sich auf etwa 7%).
- Die Generatoren können einzeln zu- und abgeschaltet werden, so daß Teillastbetrieb weitgehend vermieden werden kann und somit hohe Wirkungsgrade erzielt werden.
- Zunehmende Anteile der Kraft-Wärme-Kopplung, die aufgrund der dezentralen Strukturen möglich werden, verbessern den Wirkungsgrad weiter.
- Dezentrale Generatoren erfordern geringere Planungs- und Montagezeiten.
- Die zu installierende Gesamtkapazität kann zeitlich besser mit dem Bedarf abgestimmt werden, Erweiterungen und Investitionen können sukzessiv in kleinen Einheiten erfolgen.
- Die Versorgungssicherheit wird infolge der Diversifizierung der Energiequellen erhöht, Qualität und Zuverlässigkeit der Stromversorgung nehmen zu.

- Dezentrale Energieversorgungssysteme können so ausgelegt sein, dass sie quasi autonom arbeiten. Unter Umständen kann die Trennung vom Netz wirtschaftlich sinnvoll sein. Der Anschluss an überregionale Netze dient lediglich zum gelegentlichen Ausgleich der Energiebilanz.

Bis in die neunziger Jahre des 20. Jahrhunderts hinein war ein gängiges Argument gegen den Ausbau erneuerbarer Energiequellen, sie seien dispers, fluktuierend und unvorhersehbar, und könnten deshalb keinen nennenswerten Anteil der elektrischen Grundlast decken. Dabei wurde übersehen, dass eben diese Grundlast durch die Überlagerung vieler disperser, fluktuierender und im einzelnen unvorhersehbarer Verbraucher entsteht. Nur das leistungsfähige Netz Deutschlands und dessen Einbindung in den europäischen Verbund erlaubte bisher, im Zusammenwirken mit Mittel- und Spitzenlastkraftwerken, den Ausgleich zwischen den - dezentralen und fluktuierenden - Verbrauchern und den wenig regelbaren, zentralen Grundlastkraftwerken

Last und Angebot aus dezentralen Quellen und Senken passen prinzipiell gut zueinander, zumal wenn sie geschickt miteinander vernetzt und die gegenseitigen Ausgleichsmöglichkeiten genutzt werden. Insgesamt kann der Umstieg auf ein solches System nicht nur zu einer Entlastung der Umwelt und der Volkswirtschaft, sondern insgesamt zu einer wirtschaftlicheren Stromversorgung in einem liberalisierten Markt führen.

Führende Unternehmen erkannten schon frühzeitig die Chancen eines solchen Umdenkens und begannen bereits zur Jahrhundertwende, entsprechende Technologien zu entwickeln (Jones und Petrie 2000), (Bitsch 2000). Eine erste Erprobung des Konzepts anhand einer Modellstadt in Deutschland findet im Rahmen des EDISON Projektes des Bundesministeriums für Forschung und Technologie in Zusammenarbeit mit der Stadt Karlsruhe und der EnBW statt.

Von der Umstellung der Stromerzeugung auf das dezentrale System merkt der Verbraucher im Jahr 2050 fast nichts: der Strom kommt nach wie vor zuverlässig aus der Steckdose. Allerdings sind die thermischen Kraftwerke zum größten Teil nicht mehr weithin sichtbar wie zu unseren Zeiten, sondern sie sind in Gebäuden und Kellern integriert und arbeiten zum Teil sogar als kombinierte Strom- und Heizzentrale im eigenen Haus.

Dabei kommen insbesondere Technologien wie die Mikrogasturbine, die Brennstoffzelle und Blockheizkraftwerke zum Einsatz, die durch effiziente Kraft-Wärme-Kopplung den größtmöglichen Nutzen aus der Primärenergie ziehen und neben der Stromerzeugung noch zu Heizzwecken oder zur Erzeugung von Prozesswärme dienen. Berücksichtigt man die wegen der größeren Nähe zum Verbraucher verminderten Übertragungsverluste, die verbesserten Regelmöglichkeiten durch die erhöhte Modularität der Anlagen und die hohe Effizienz dieser neuen Generation von Maschinen, so kann durch die Dezentralisierung ein deutlich effizienteres und auch kostengünstigeres System der Stromerzeugung entstehen als bisher.

Die Versorgungssicherheit nimmt bei einer solchen Umstellung zu. Ausfälle kleinerer Einheiten sind naturgemäß weniger kritisch als die großer Kraftwerksblöcke bei denen sogar das europäische Netz an die Grenzen seiner Ausgleichsfähigkeit stoßen kann. Durch das Konzept der virtuellen Kraftwerke kann auf Ausfälle sofort auf lokaler Ebene reagiert

werden, so dass die Wirkung sich kaum großflächig bemerkbar macht. Fällt ggf. die eigene Erzeugung - z.B. durch eine Brennstoffzelle im Keller - aus, dann ist das so, wie wenn heute die Zentralheizung ausfällt: Der Strom kommt dann aus dem Netz, für Wärme muss bis zur Reparatur durch Heizlüfter u.ä. gesorgt werden. Im Jahr 2050 wird der Schaden automatisch in der Leitwarte des virtuellen Kraftwerks gemeldet und von dort aus die Reparatur eingeleitet.

Moderne Kommunikationstechnologien spielen eine wesentliche Rolle bei der Stromversorgung der Zukunft: sämtliche Erzeugungsanlagen werden über die Kommunikationsnetzwerke überwacht und geregelt und ihr Betrieb so aufeinander abgestimmt, als wären sie eine Einheit. Das Stromnetz selbst wird im Jahr 2050 schon seit langem zur Datenübertragung genutzt, so dass kaum zusätzliche Infrastrukturkosten für Verkabelung und Anbindung entstehen. Aber auch das Internet und ebenso interne Netzwerke (ISDN, LAN) werden für diesen Zweck eingesetzt. Nicht nur die Erzeugungseinrichtungen, auch der Verbrauch kann in das Regelwerk einbezogen werden.

So entsteht ein interaktives Last- und Energiemanagement, bei dem die regelbaren Verbraucher wie z.B. Kühlanlagen, Speicherheizungen und Lüftungen an dargebotsabhängige Erzeuger wie Photovoltaik und Windkraft angepasst werden können. Regelbare Verbraucher sind solche, die kurzfristig abgeschaltet werden können oder deren Leistung abgeregelt werden kann, ohne dass die Funktion davon beeinträchtigt wird, die also eine gewisse Speicherfähigkeit bzw. Trägheit aufweisen. Die meisten dieser Geräte werden im Laufe des 21. Jahrhunderts mit interaktiven Prozessoren ausgestattet, die es ihnen erlauben, die aktuellen und kurzfristig prognostizierten Stromtarife aus dem Internet zu erfassen und nach vorgegebenen Strategien entsprechend ihrer Funktionsweise ihren Strombedarf wirtschaftlich optimal zu regeln.

Waschmaschinen, Kühlschränke und Kühltruhen werden ebenso wie Klimaanlage, Speicherheizungen und Öfen in Großküchen bei Bedarfsspitzen im Netz heruntergeregelt und möglichst erst dann zugeschaltet, wenn viel Energie aus Photovoltaik und Windkraft zur Verfügung steht. Das Konzept der virtuellen Kraftwerke sorgt dafür, dass dieser Abgleich schon auf regionaler bis lokaler Ebene erfolgt, so dass überregionale Energieströme so weit wie möglich reduziert werden. Dabei muss nicht unbedingt jede Senke oder Spitze der Strombilanz abgefahren werden, es kommt vielmehr darauf an, einen ausgewogenen, stabilen und vor allem wirtschaftlichen Mix von Energiequellen zu erreichen.

Tabelle 5-7: Bereiche, die besonders für das Lastmanagement geeignet sind

Industrie	Sanatorien	Sportstätten	Krankenhäuser	Banken
Gewerbe	Kläranlagen	Altenheime	Schwimmbäder	Schulen
Verwaltung	Brauereien	Gaststätten	Freizeitanlagen	Hotels

Genauso können speicherfähige Energiequellen wie die Wasserkraft, die Geothermie, Biomasse und auch überregionale Quellen wie thermische Solarkraftwerke an den nicht regelbaren Verbrauch angepasst werden.

Ein wichtiger Bestandteil dieser gegenseitigen Anpassung von Last und Erzeugung ist die Prognose. Während die Lastprognose zur Jahrhundertwende bereits weit entwickelt und erprobt war, begann mit dem verstärkten Zubau der Windenergie in Deutschland zu dieser Zeit bereits auch die Entwicklung von Prognoseverfahren für die fluktuierenden Energieträger Wind und Sonne (Hoppe-Kilpper 2001, Rohrig 2000). Mit Hilfe immer leistungsfähigerer Prognoseverfahren - sogenannter Energiewettervorhersagen - kann der Marktwert dieser Energiequellen deutlich gesteigert werden, so dass sie schon zu Beginn des 21. Jahrhunderts zu einem wichtigen Bestandteil der Kraftwerkseinsatzplanung werden.

Der Kraftwerkspark der Zukunft muss eine den fluktuierenden Anteilen entsprechende Leistungsreserve aufweisen, die in einem ausreichenden Zeitrahmen aktivierbar ist (schnell regelbare Gasturbinen- oder GuD-Kraftwerke, sowie Speicherwasserkraftwerke). Das bedeutet, dass die insgesamt installierte Leistung auch bei zurückgehendem Verbrauch zunehmen wird. Dies bedeutet auch, dass die mittlere Auslastung des gesamten Kraftwerksmixes abnehmen wird und die verbleibenden fossilen Kraftwerke nur entsprechend der Notwendigkeit, Bedarfslücken zu füllen, eingesetzt werden. Sie müssen daher möglichst niedrige Investitionskosten aufweisen, was für gasgefeuerte GuD-Anlagen erfüllt ist.

5.4 Am Brennstoff hängt viel

Während unter Status Quo Bedingungen mit Ausnahme des sukzessiven Rückgangs des Beitrags der Kernenergie (der im wesentlichen durch steigende Anteile an Erdgas aufgefangen wird) nur vergleichsweise geringfügige Veränderungen im Stromerzeugungsmix resultieren (vgl. Abbildung 5-8), sind sowohl im Effizienz- als auch im Nachhaltigkeits-szenario deutliche Veränderungen aufzuzeigen.

Der Ausbau der Stromerzeugung auf der Basis von Erdgas erfolgt im Status Quo Szenario im wesentlichen in den ersten beiden Dekaden dieses Jahrhunderts. Unter den im Energie-report III (Prognos/EWI 1999) vorgegebenen Randbedingungen stellen Erdgaskraftwerke in diesem Zeitraum die kostengünstigste Option dar⁵. Die relativen Anteile von Braun- und Steinkohle verbleiben in etwa auf dem heutigen Niveau, während sich der Anteil der erneuerbaren Energien von rund 5% in 1998 bis zum Jahr 2020 auf fast 10% verdoppelt.

⁵ Unter Zugrundelegung der jüngsten Vorgaben der Enquête-Kommission bezüglich der Preisrelationen zwischen den fossilen Energieträgern ergeben sich derzeit allerdings Vorteile für die Stromerzeugung aus Kohle gegenüber Erdgas. Das von der Enquête-Kommission ausgewiesene Referenzszenario weist dementsprechend einen deutlich geringeren Anteil von Erdgas im Stromerzeugungsmix aus und geht – ohne Klimaschutzvorgaben – von einer weitgehenden Kompensation des Kernenergiebeitrages durch eine Zunahme der Kohlestromerzeugung aus (Enquete 2001).

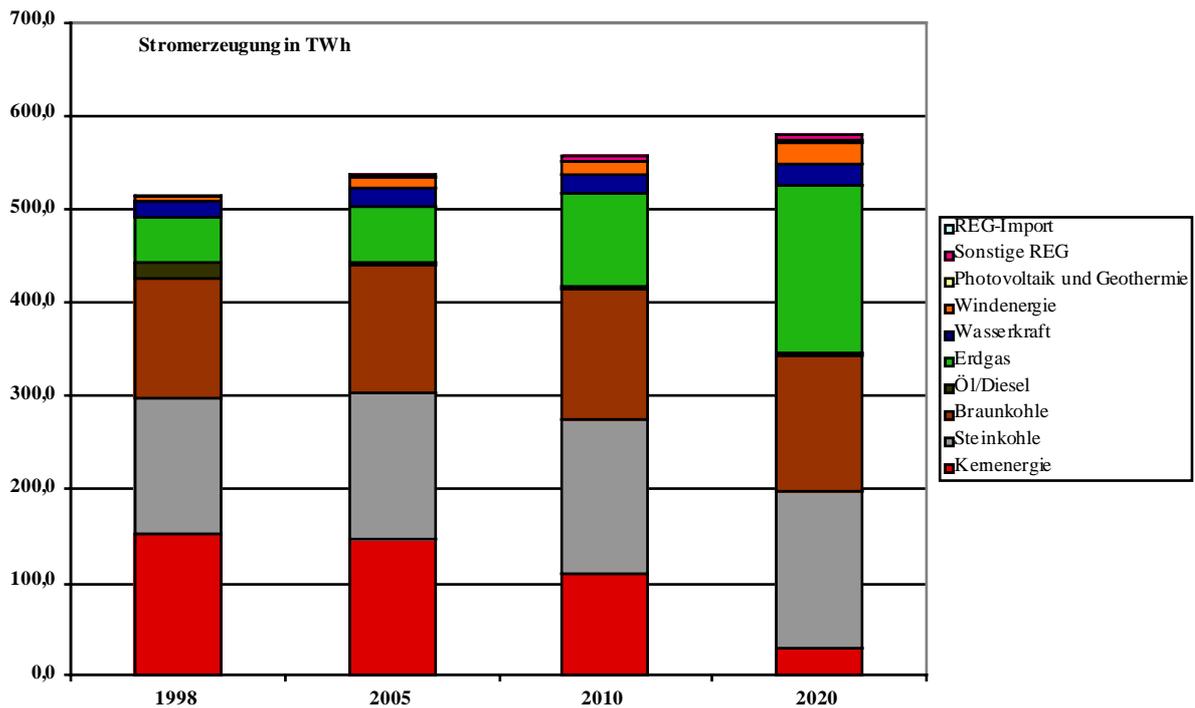


Abbildung 5-8: Entwicklung der Stromerzeugung unter Status Quo Bedingungen (Prognos/EWI 1999)

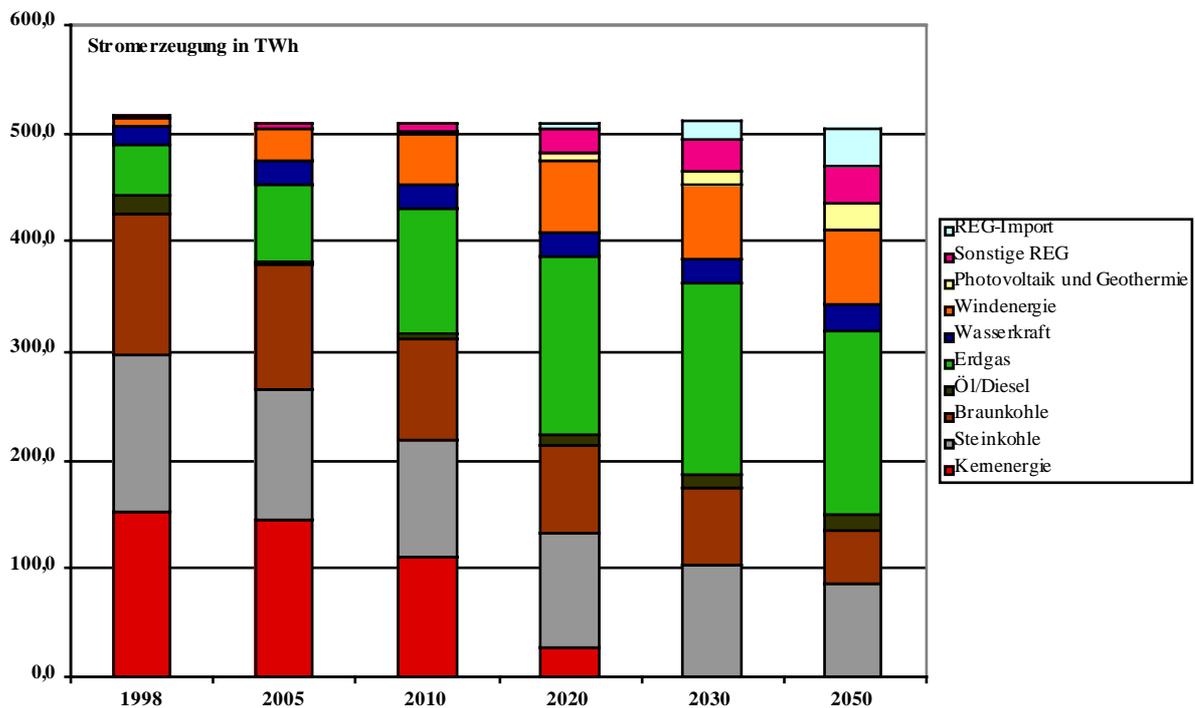


Abbildung 5-9: Entwicklung der Stromerzeugung im Effizienzscenario

In dem auf dem Baustein Angebot I basierenden Effizienzscenario (vgl. Kapitel 3.3) erhöht sich ebenfalls der Anteil des Erdgases an der Stromerzeugung signifikant. Während im Status Quo Szenario vor allem auch die Kondensationsstromerzeugung in Erdgas-

GUD-Kraftwerken stark zunimmt, ist im Effizienzscenario aus Gründen der verbesserten Brennstoffausnutzung der starke Ausbau der KWK und insbesondere der dezentralen auf BHKW und später Brennstoffzellen basierenden gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung maßgeblich. Von gut 9% im Jahr 1998 steigt der Erdgasanteil bis 2020 bereits auf knapp ein Drittel an (vgl. Abbildung 5-9) und verbleibt dann in etwa auf diesem hohen Niveau. Der Zugewinn an der Erdgasstromerzeugung leistet dabei ähnlich wie unter Status Quo Bedingungen den wesentlichen Beitrag bezüglich der Kompensation der wegfallenden nuklearen Stromerzeugung. Allerdings liegt der absolute Beitrag aufgrund der im Effizienzscenario relativ konstanten Stromnachfrage auf einem deutlich geringeren Niveau.

Nach 2020 werden dann auch zunehmend die effizienten Kohlekraftwerkskonzepte (z. B. IGCC, Druckkohlenstaubfeuerung, Hochtemperatur-Brennstoffzellen) wettbewerbsfähig. Viele der bis 2020 noch in Betrieb befindlichen Kohlekraftwerke werden im Rahmen einer „Clean Coal Strategie“ durch deutlich effizientere Neukraftwerke ersetzt. Dies gilt vor allem für steinkohlegefeuerte Anlagen. Damit wird eine Technologie gefördert, die auch auf den Weltmärkten abgesetzt werden kann. Trotzdem verringert sich die relative Bedeutung der beiden Kohlen (Stein- und Braunkohle) ebenfalls signifikant. Beide verlieren bis zum Jahr 2030 rund 10 Prozentpunkte und bis zum Jahr 2050 weitere 5 Prozentpunkte (gegenüber 1998) an Gewicht. Am Ende des Betrachtungszeitraumes liegt der Anteil von Stein- und Braunkohle zusammen noch bei 27%, d. h. bei rund der Hälfte des Ausgangsniveaus des Jahres 1998 (vgl. Abbildung 5-10).

Die hierdurch entstehende Lücke wird durch einen verstärkten Zubau der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung geschlossen. Bis zum Jahr 2020 vervierfachen sie ihren Anteil von 5% im Jahr 1998 auf 23,9%. Bis zum Jahr 2050 erfolgt eine weitere Erhöhung auf mehr als 36%. Zwar stellt die Windenergie den höchsten absoluten Beitrag bereit, insgesamt erfolgt der Ausbau der erneuerbaren Energien aber auf der Basis eines diversifizierten Mixes aus unterschiedlichen Optionen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgt entsprechend der Vorgaben des Bausteinkonzeptes (vgl. Kapitel 3.3) überwiegend dezentral, so dass größere strukturelle Veränderungen ausbleiben. Eine detaillierte Beschreibung dieses Bereiches erfolgt in Kapitel 5.5. Insgesamt ergibt sich im Effizienzscenario im Vergleich der Jahr 1998 und 2050 eine deutliche Änderung des Stromerzeugungsmixes, die in Abbildung 5-10 noch einmal zusammenfassend dargestellt ist.

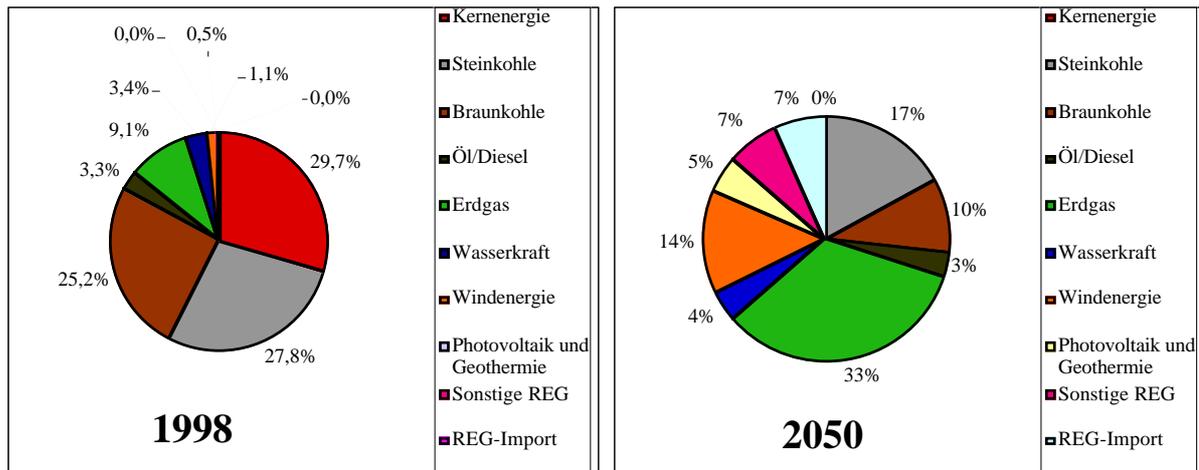


Abbildung 5-10: Entwicklung des Stromerzeugungsmix im Effizienzzenario im Zeitverlauf

Auch im Nachhaltigkeitsszenario stellt die Verschiebung des Stromerzeugungsmixes zu Gunsten von Erdgas mittelfristig eine große Bedeutung zu. Mit einem Anteil von knapp über einem Drittel ist Erdgas im Jahr 2020 die wichtigste Stütze der Stromversorgung und erhöht seine relative Bedeutung gegenüber dem heutigen Niveau um mehr als das Dreifache. Der absolute Anstieg der Erdgasstromerzeugung fällt jedoch geringer aus als im Effizienzzenario und selbst unter Status Quo Bedingungen, wie sie im Energiereport III aufgezeigt werden, da mit der Umsetzung des Nachfragebausteins Nachfrage II im Nachhaltigkeitsszenario ein kontinuierlicher Rückgang der Stromnachfrage realisiert werden kann.

Aufgrund der hohen Klimaschutzanforderungen an das Nachhaltigkeitsszenario ist im Bereich der Stromerzeugung nicht nur eine klimaverträgliche Kompensation der rückläufigen nuklearen Bereitstellung von elektrischer Energie notwendig, sondern auch ein deutlich engagierter Ausbau der erneuerbaren Energien und ein dementsprechend schnellerer Rückgang der Kohleverstromung. Die Notwendigkeit ergibt sich auch daraus, dass zumindest im ersten Teil des Betrachtungszeitraums im Bereich Verkehr aufgrund des heute noch stark gegenläufigen Trends nur unterproportionale CO₂-Minderungsraten zu erreichen sein werden. Während Stein- und Braunkohle heute noch rund 53% der gesamten Stromerzeugung stellen, sinkt ihr Anteil im Nachhaltigkeitsszenario bis 2020 auf die Hälfte ab. Im Jahr 2050 basiert nur noch wenig mehr als 5% der Stromerzeugung auf dem Einsatz von Braun- und Steinkohle. Der fossile Anteil der Bereitstellung elektrischer Energie hat sich fast vollständig auf das Erdgas verlagert, das überwiegend in KWK-Anlagen zum Einsatz kommt (vgl. Abbildung 5-11).

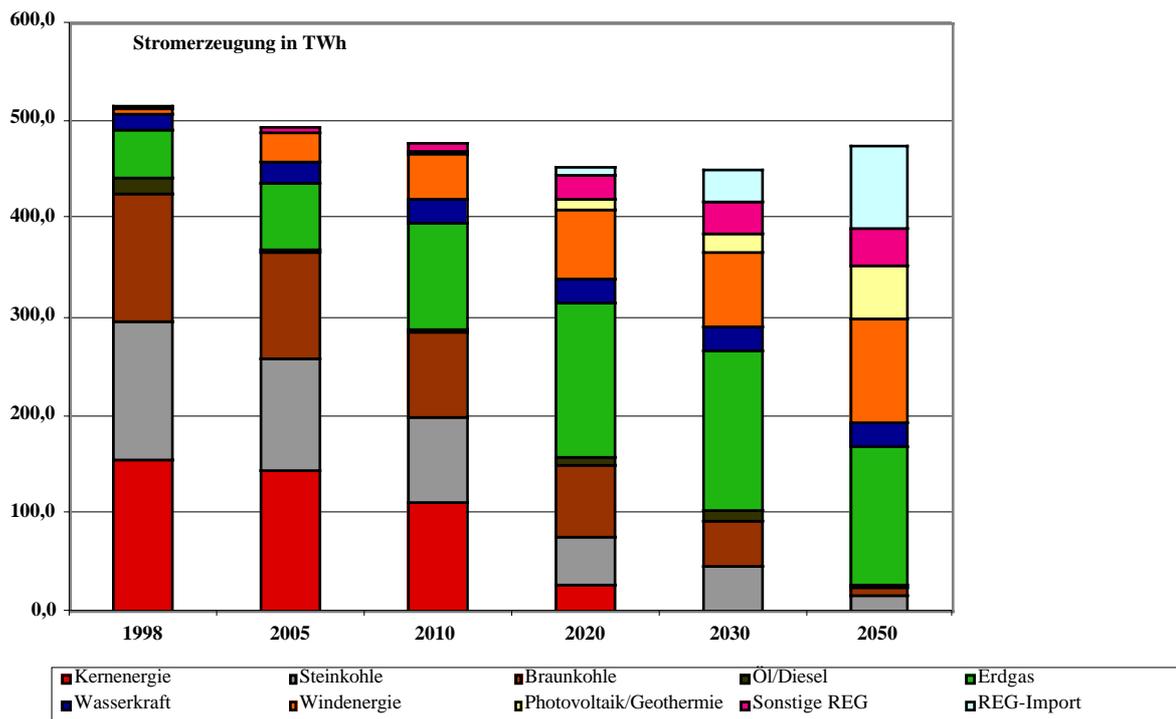


Abbildung 5-11: Entwicklung der Nettostromerzeugung im Nachhaltigkeitsszenario (inkl. Stromerzeugung für die Wasserstoffelektrolyse)

Mit einem Anteil von rund 40% (30%) decken die erneuerbaren Energien im Jahr 2030 (2020) bereits großen Anteil der Stromnachfrage ab. Möglich wird dies durch eine konsequente Fortsetzung des in den letzten Jahren dynamischen Wachstums in diesem Bereich und zugleich dadurch begünstigt, dass die Stromnachfrage insgesamt rückläufig ist. Die absoluten Zuwächse gegenüber dem Effizienzscenario sind dementsprechend weit weniger hoch, aber immer noch außerordentlich beachtlich. Die tragende Säule des Ausbaus der erneuerbaren Energien ist dabei vor allem die Windenergie, zunehmend aber auch der Stromimport. Mit den im Jahr 2030 bereits erreichten Anteilen und erst recht mit der weiteren Zunahmen bis auf rund 65% im Jahr 2050 stellen sich völlig neue Herausforderungen an das Stromsystem. Die mit dem natürlichen Energieangebot einhergehenden Fluktuation müssen ausgeglichen und ein stetiger Abgleich zwischen Energieangebot und Nachfrage gemacht werden. Hierfür sind intelligente Steuerungssysteme notwendig, die sich derzeit in der Entwicklung und zu größeren Teilen auch bereits in der Erprobung befinden. Kapitel 5.5 setzt sich detailliert mit den zu bestehenden Herausforderungen eines weitgehend auf erneuerbaren Energien basierenden Stromsystems auseinander.

Der starke Ausbau der erneuerbaren Energien ist auch deshalb notwendig, um nach dem Jahr 2030 die verstärkte Einführung klimaverträglicher Kraftstoffe im Bereich Verkehr zu ermöglichen. Während bis dahin vor allem eine Effizienzverbesserung und eine Erhöhung des Erdgasanteils (als Übergangsstrategie) im Fokus der Bemühungen in diesem Sektor stehen, verlagern sich die Emissionsminderungs Bemühungen danach zunehmend auf den Einsatz klimaverträglicher Energieträger (vgl. Kapitel 7). Aufgrund der begrenzten Biomassepotenziale kann diese Rolle von den biogenen Kraftstoffen nicht übernommen wer-

den, so dass insbesondere der Einsatz von Wasserstoff an Bedeutung gewinnt. Während dieser in der Einführungsphase im wesentlichen aus fossilen Quellen bereitgestellt werden wird (Erdgas-Reformierung), stammt im Jahr 2030 bereits ein Anteil von 60% aus der Elektrolyse von Wasser. Bis zum Ende des Betrachtungszeitraums erhöht sich dieser Anteil auf mehr als 80%. Die hieraus resultierende zusätzliche Stromnachfrage von rund 5 TWh in 2030 und 57 TWh in 2050 muss – soll tatsächlich ein klimaverträglicher Treibstoff bereitgestellt werden- durch erneuerbare Quellen gedeckt werden(vgl. Abbildung 5-11). Insgesamt bedeutet dies, das im Jahr 2050 im Vergleich zum Effizienzscenario knapp 125 TWh zusätzlicher Strom aus erneuerbaren Energien bereitgestellt werden muss.

Durch die hohen Anforderungen im Nachhaltigkeitsszenario ergibt sich insgesamt im Zeitverlauf eine gegenüber den Effizienzbedingungen noch deutlichere Verschiebung des Stromerzeugungsmixes (vgl. Abbildung 5-12). Eine Analyse der auf heimischen Quellen⁶ basierenden Stromerzeugung und der importabhängigen Quellen führt zu der Erkenntnis, dass die Importquote sich gegenüber dem heutigen Status nur geringfügig verändert und im Jahr 2050 für den Bereich der Stromerzeugung bei gut 45% liegen wird, eine Größenordnung, die vergleichbar ist mit derjenigen des Status Quo Szenarios. Die Stromerzeugung steht damit auch im Nachhaltigkeitsszenario auf einer soliden Basis. Die für die Absicherung von Risiken wichtige Diversifizierung des Brennstoffmixes wird im Jahr 2050 zwar nicht wie bisher durch fossile Energieträger unterschiedlicher Herkunft realisiert, sondern durch einen breiten Mix in der regenerativen Stromerzeugung (vgl. Kapitel 5.5). Vorteilhaft wirkt sich darüber hinaus das insgesamt geringere Nachfrageniveau aus, das in absoluten Größen gegenüber dem Status Quo Szenario zu einer Verringerung der Abhängigkeit von Importen aus dem Ausland führt.

Die höheren Anforderungen an das Nachhaltigkeitsszenario spiegeln sich auch an der zeitlichen Entwicklung der spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung. Während diese unter Status Quo Bedingungen trotz des sukzessiven Ausstiegs aus der Kernenergie relativ konstant bleiben, reduzieren sie sich im Effizienzscenario bis zum Jahr 2050 bereits auf etwa die Hälfte gegenüber dem Ausgangsniveau des Jahres 1998. Ein vergleichbares Niveau ist im Nachhaltigkeitsszenario bereits im Jahr 2030 erreicht. Zwanzig Jahre später führt die Stromerzeugung spezifisch zu nur noch etwa einem Fünftel der CO₂-Emissionen wie im Jahr 1998. Der klimaverträgliche Ausstieg aus der Kernenergie stellt damit nur einen Zwischenschritt in den Bemühungen dar, die Stromerzeugung klimaverträglicher zu gestalten.

⁶ Für diese überschlägige Rechnung wurde die Steinkohle als Ganzes als (potentielle) heimische Quelle gewertet, auch wenn nennenswerte Anteile heute bereits importiert werden.

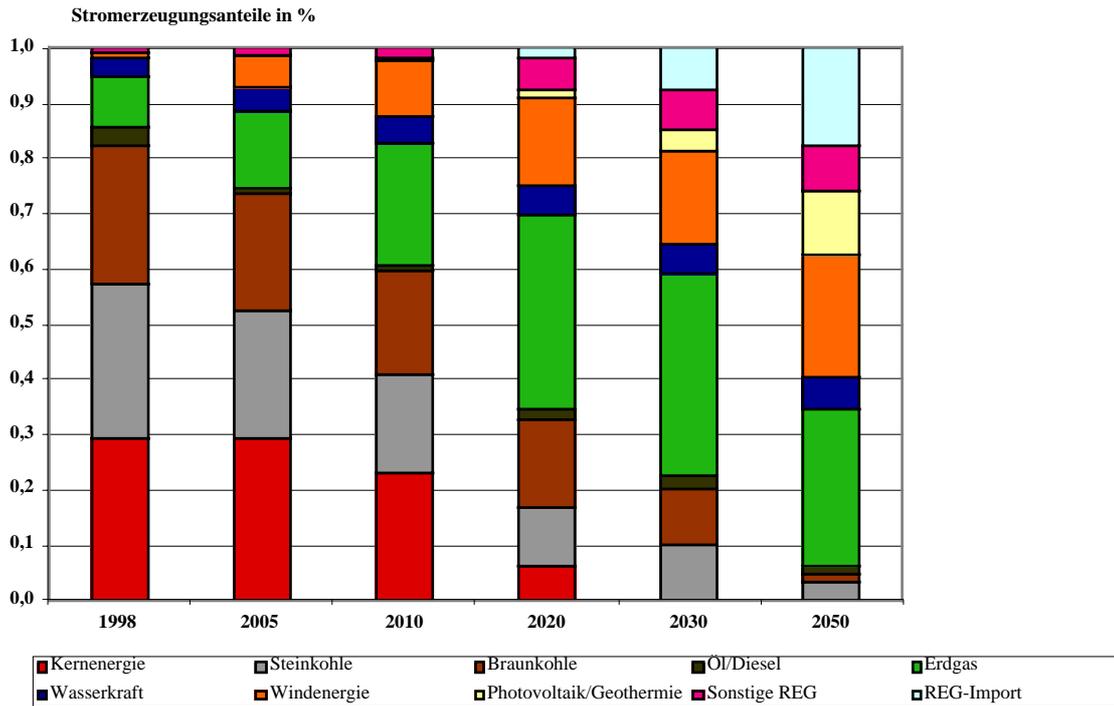


Abbildung 5-12: Entwicklung des Stromerzeugungsmix im Nachhaltigkeitsszenario im Zeitverlauf

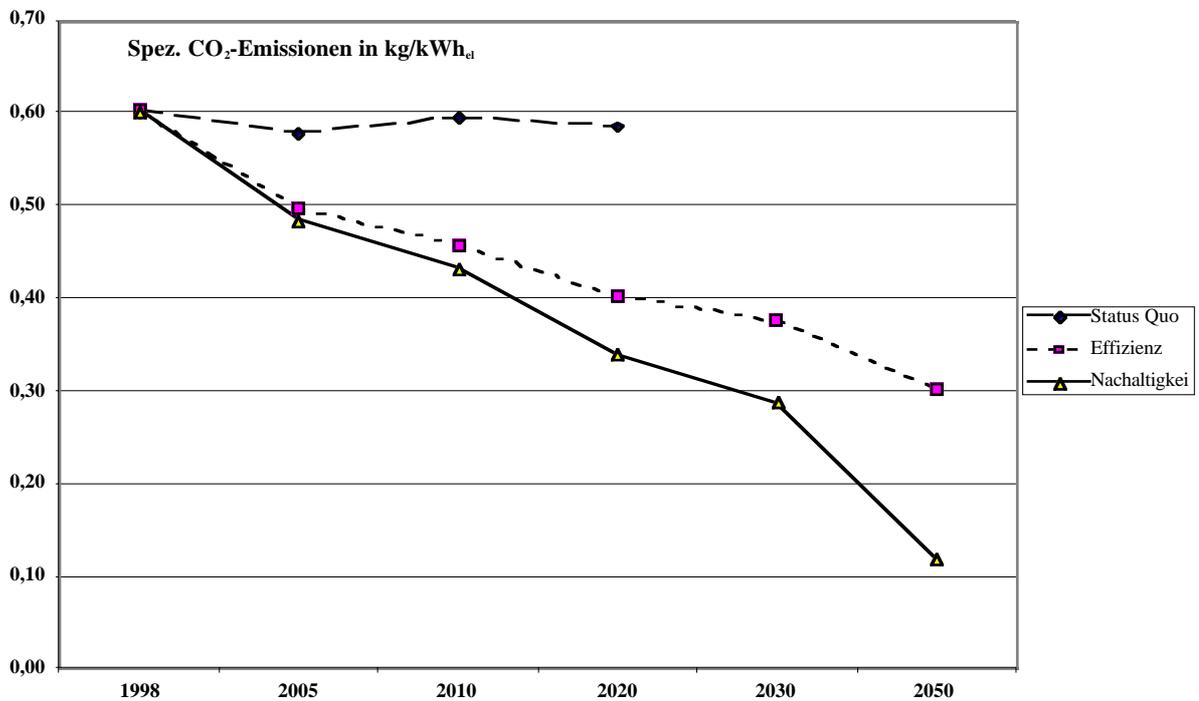


Abbildung 5-13: Zeitliche Veränderung der spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung im Szenariovergleich

5.5 Erneuerbaren Energien gehört die Zukunft

Der zukünftige Ausbau der erneuerbaren Energien orientiert sich an mehreren Einflussgrößen. Zum einen stellen die technischen Potenziale und ihrer Verknüpfung mit den derzeitigen und zukünftigen Kosten der jeweiligen Technologien die Basis für die Ausbaupfade von erneuerbaren Energien dar. Zum andern sind die energiepolitischen Zielvorstellungen und die Anforderungen des Klimaschutzes wesentliche Eingangsgrößen. Deshalb dient auch als „Einstieg“ für den Zeitraum bis 2010 eine Zubauentwicklung, die sich am Verdopplungsziel der Bundesregierung (und der EU) orientiert. Sie wird als feste Zielgröße in allen Szenariovarianten umgesetzt. Dieser Einstiegspfad geht von einer „ausgewogenen“ Mobilisierung aller Technologien aus, so dass diese spätestens nach 2010 in die Lage versetzt werden, eigenständig wachsende Märkte herauszubilden. Die Erreichung dieses Zwischenziels ist eine wesentliche Voraussetzung dafür, dass erneuerbare Energien überhaupt in den nächsten Jahrzehnten eine wichtige Rolle am Energiemarkt bestreiten können (BMU 2000).

Ausgangspunkte dieser Entwicklung sind sowohl die derzeitige Marktdynamik, speziell der Windenergie, als auch die derzeit geltenden Förder- bzw. Vergütungsbedingungen in Form des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG), des 100.000-Dächer-Programms, des Marktanzreizprogramms des Bundes und der Förderprogramme der Länder für die übrigen erneuerbaren Energien, die den weiteren Zuwachs der erneuerbaren Energien für die nächsten Jahre bestimmen dürften. Die Unterschiede zwischen den Szenarien sind daher bis zu diesem Zeitpunkt gering. Für den Zeitraum nach 2010 wird davon ausgegangen, dass sich die angestoßene Ausbaudynamik im Rahmen der dann weiterentwickelten liberalisierten Märkte mit entsprechend angepassten Instrumenten weiter aufrechterhalten lässt, wobei sich die Wachstumsdynamik in den Szenariovarianten unterscheidet. Als „Obergrenze“ wird für das Nachhaltigkeitsszenario die Zielsetzung des BMU, eines 50%-igen Beitrags erneuerbarer Energien zur Energieversorgung um 2050 zu erreichen als Orientierungsmarke benutzt.

Die Beiträge der einzelnen Technologien in den beiden Szenarien zeigen, dass das Verdopplungsziel dank des dynamischen Wachstums der Windenergie bis 2010 sicher erreicht wird. Bis zum Jahr 2020 (Abbildung 5-14) bleibt die Dominanz der Windenergie erhalten, die um 2005 die Wasserkraft überholt und im Jahr 2020 mit 65 TWh/a im Effizienz- und knapp 71 TWh im Nachhaltigkeitsszenario mehr als die Hälfte der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit 117 TWh/a bzw. 134 TWh/a bestreitet. Die Marktvolumina der Windenergie liegen dabei bei durchschnittlich 1.500 – 1.600 MW/a, also unterhalb der derzeitigen Rekordumsätze, ab 2005 werden dabei in größerem Ausmaß Offshore – Windparks errichtet. Alle anderen Technologien haben sich ab ca. 2010 – entsprechend der Verdopplungsstrategie – ebenfalls in beträchtlichem Umfang am Markt etabliert, und dies zum Teil mit bis zum zehnfachen Marktvolumen im Vergleich zu heute. So erweitert vor allem die Biomasse (einschließlich Biogas) ihren Beitrag bis 2020 deutlich und erreicht dann ebenfalls den heutigen Beitrag der Wasserkraft. Der Import von Strom aus erneuerbaren Energien ist ab ca. 2015 Bestandteil der Szenariostrategien. Der Anteil

von erneuerbaren Energien erreicht, bezogen auf den jeweiligen Nettostromverbrauch im Jahr 2010 rund 15% und liegt im Jahr 2020 zwischen 24% (Effizienzscenario) und 30% (Nachhaltigkeitsszenario; in 2000: 6,5%).

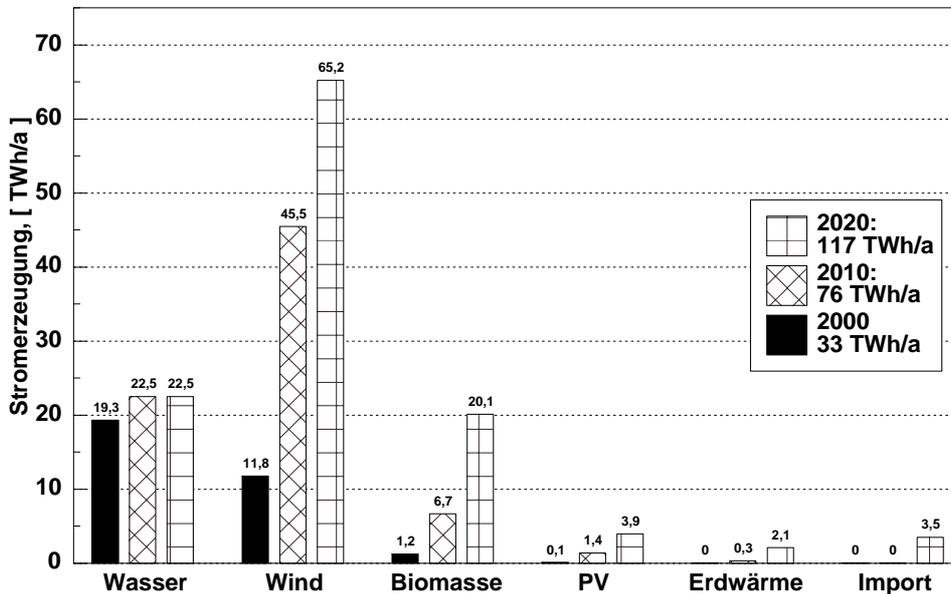
Nach 2020 unterscheiden sich die Ausbaupfade für erneuerbare Energien in den Szenarien deutlich (Abbildung 5-15) Im Effizienzscenario wird von einem eher verhaltenen Wachstum und einer vorsichtigen Ausschöpfung der Potenziale ausgegangen. Windenergie und Biomasse wachsen nur noch geringfügig. Die bis dahin noch nicht relevanten Beiträge der Photovoltaik, der Erdwärme und des Stromimports gewinnen dagegen an Bedeutung, so dass bis zur Jahrhundertmitte alle Technologien relevante Beiträge zur Stromversorgung leisten. Erneuerbare Energien stellen im Effizienzscenario in 2050 ein Drittel der Stromerzeugung.

Eine weitaus stärkerer Dynamik des Ausbaus erneuerbarer Energien ist im Nachhaltigkeitsszenario unterlegt. Grundlage ist hierbei die Annahme einer deutlichen Verringerung der Kostenschere (einerseits Kostendegressionen bei erneuerbaren Energien – andererseits Anstieg der Preise konventioneller Energien durch klimapolitische Instrumente), sodass im Zeitverlauf von einer weitgehenden Wirtschaftlichkeit der meisten Technologien ausgegangen werden kann (vgl. Abschnitt 5.6). Der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien kann vor diesem Hintergrund in Form charakteristischer logistischer Wachstumskurven für neue Technologien verlaufen, wobei die ermittelten Potenzialgrenzen und Kostenrelationen die wesentlichen Parameter für den Ausschöpfungsgrad darstellen.

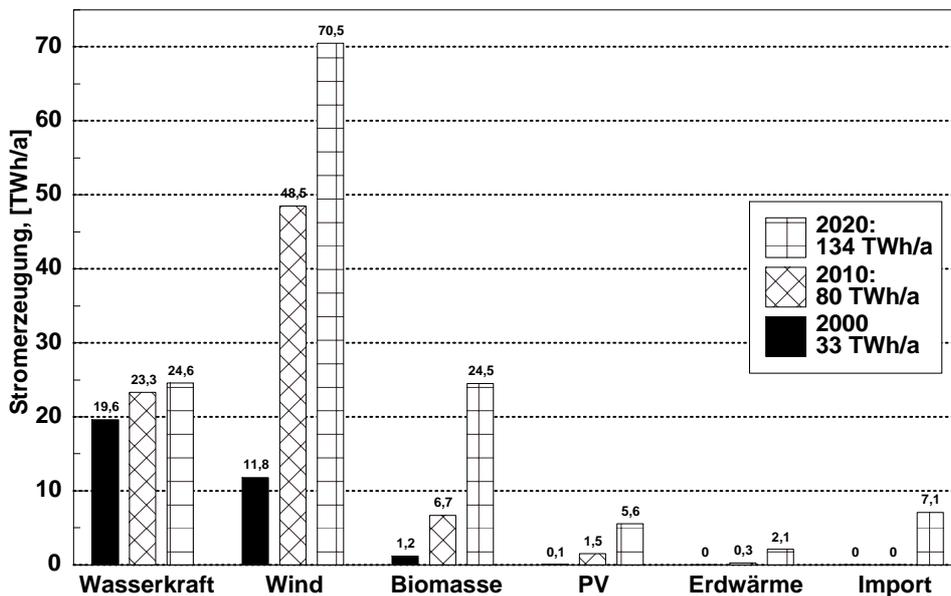
Die Analyse führt bis 2050 zu folgenden Ergebnissen (Abbildung 5-15): Um 2020 sind die Potenzialgrenzen bei Wasserkraft mit 25 TWh/a zu 100% ausgeschöpft. Auch das Wachstum von KWK - Anlagen auf der Basis von Biomasse und Biogas verlangsamt sich nach starkem Wachstum zwischen 2010 und 2020 wieder. Bis etwa 2040 sind die begrenzten Potenziale, die sich am „zulässigen“ Anbau von Energiepflanzen orientieren, ausgeschöpft. Der Beitrag der Windenergie wächst weiterhin gleichmäßig mit konstantem Marktvolumen, wobei der Ersatzbedarf für heutige Anlagen zunehmend an Bedeutung gewinnt. Die übrigen Technologien, also Photovoltaik, Strom aus Erdwärme und Stromimport, beginnen mit ihrem eigentlichen, energiewirtschaftlich relevanten Wachstum erst nach 2020. Um 2040 wird unter den genannten Rahmenbedingungen die 50%-Marke an der Stromerzeugung überschritten und bis zur Jahrhundertmitte ein Anteil von knapp zwei Drittel erreicht.

Das im Nachhaltigkeitsszenario unterstellte dynamische Wachstum der erneuerbaren Energien wird ab 2030 auch für die beginnende Bereitstellung von Wasserstoff im Verkehrsbereich eingesetzt. Beginnend mit einer zusätzlichen Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie in Höhe von 5 TWh/a steigt dieser Beitrag bis auf 57 TWh/a im Jahr 2050. Die größten Beiträge kommen neben der Windkraft aus importiertem Strom aus erneuerbaren Energien. Daneben werden auch die beim Ausgleich von Stromangebot und Nachfrage nicht mehr nutzbaren Überschüsse zur Wasserstoffherzeugung genutzt.

Effizienzscenario



Nachhaltigkeitsszenario



uba-2/zubau1.pre; 19.12.01

Abbildung 5-14: Struktur der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Effizienz- und Nachhaltigkeits-szenario bis zum Jahr 2020. Ausbau bis 2010 auf der Basis derzeitig geltender Rahmenbedingungen, Vergütungsregelungen und Förderprogramme; (der Beitrag von Biomasse und Biogas zur KWK ist ebenfalls enthalten).

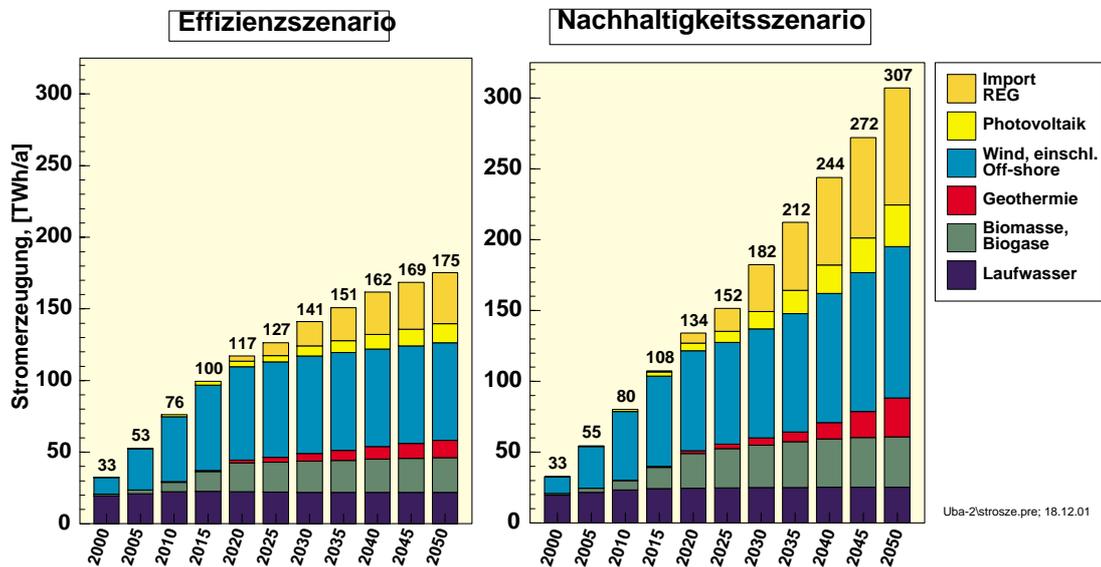


Abbildung 5-15: Ausbau von erneuerbaren Energien in den Szenarien Effizienz und Nachhaltigkeit bis 2050; im Nachhaltigkeitsszenario sind ab 2030 zusätzliche Beiträge für die Wasserstoffproduktion enthalten (2030: 5 TWh/a; 2050: 57 TWh/a)

Die Entwicklung des Zubaus von erneuerbaren Energien im Nachhaltigkeitsszenario kann durch vier Phasen charakterisiert werden:

- bis 2010: Energiepolitisch gestützter Einstieg durch Verdopplung
- 2010 – 2020: Stabilisierung des Wachstums und allmähliche Rücknahme von Fördermaßnahmen
- 2020 – 2030: Vollwertige Etablierung erneuerbarer Energien
- nach 2030: Beginnende Dominanz erneuerbarer Energien mit Beiträgen, die prinzipiell bis zur vollständigen Deckung der Energienachfrage gegen Ende dieses Jahrhunderts wachsen können. (vgl. Kapitel 9)

Die letzte Aussage kann durch den bis 2050 erfolgten Ausschöpfungsgrad der technischen Potenziale verdeutlicht werden. Die inländischen Potenziale der Photovoltaik und der Erdwärme sind dann erst zu etwa 30 bzw. 35% ausgeschöpft. Importpotenziale stehen noch in sehr großem Umfang zur Verfügung (TAB 2000). Potenziell sind daher auch nach 2050 noch große Spielräume für eine weitergehende Deckung des Energiebedarfs durch erneuerbare Energien vorhanden.

5.5.1 Ausgewogene Gestaltung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Um einen hohen Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung zu erreichen, wie es der Ausbauzustand 2050 des Nachhaltigkeitsszenario darstellt, müssen alle verfügbaren regenerativen Quellen in einem ausgewogenen Mix genutzt und ihre Eigenschaften in geeigneter Weise kombiniert werden, um eine strukturell und ökonomisch attraktive Stromversorgung zu erhalten. Das betrifft sowohl die heimischen erneuerbaren Energien

- Windenergie mit deutlichem Schwerpunkt in Norddeutschland inkl. Offshore-Standorten,
- Wasserkraft mit deutlichem Schwerpunkt in Süddeutschland,
- Photovoltaik mit nahezu gleichförmiger Verteilung über die Siedlungsstrukturen bei leichtem Schwerpunkt im Süden Deutschlands
- Biomasse mit leichtem Schwerpunkt im Süden und starker Konzentration auf ländliche Räume
- Geothermie mit deutlichem Schwerpunkt im Süden,

als auch im Ausland über Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme (HGÜ) und langfristig prinzipiell auch über Wasserstoff zugängliche Ressourcen wie

- Wasserkraft und Geothermie auf Island,
- Wasserkraft in Skandinavien,
- Europäische Offshore-Windstandorte,
- Solarthermische und windtechnische Stromerzeugung im Maghreb und Südeuropa

Es gibt gute Gründe dafür, die Vielfalt des Angebotes erneuerbarer Energien zu nutzen, anstatt auf nur einige wenige Quellen zurückzugreifen und diese sehr stark auszubauen:

Die Kombination aller regenerativen Quellen führt bei einem ausgewogenem Ausbau der verschiedenen Technologien zu einem relativ gleichmäßigen zeitlichen Angebotsprofil und zu einer günstigen räumlichen Verteilung des Stromangebots in Deutschland. Der Leistungsbedarf für eine bestimmte Strommenge und damit auch die Investitionskosten können deutlich reduziert werden, die mittlere Anlagenauslastung steigt. Überschüsse können auch bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien weitgehend vermieden werden. Damit sinkt auch der Bedarf an Regelungskapazität in thermischen Kraftwerken und an Speichertechnologien.

Die Nutzung der heimischen erneuerbaren Energien und die generelle Diversifizierung der Stromversorgung wird Deutschland weniger abhängig von – bezogen auf fossile Energieträger wenigen - Energieexportländern bzw. von einzelnen Energiequellen machen. Trotzdem wird die Energieversorgung zu großen Teilen auf internationalen Partnerschaften im Umwelt- und Wirtschaftsbereich aufgebaut sein müssen und kommt damit den Bestrebungen einer weitgehenden Liberalisierung der Energiemärkte entgegen. Eine weitgehende Stromversorgung auf Basis erneuerbarer Energien erfordert zumindest ein im europäischen Raum abgestimmtes Vorgehen, um insbesondere den empfehlenswerten weiträumigen Stromverbund (Island, Skandinavien bis Nordafrika bzw. Maghreb) aufbauen zu können.

Im Nachhaltigkeitsszenario stammen im Jahr 2050 knapp 45% der Nettostromerzeugung aus heimischen Quellen (Tabelle 5-8), nur etwa 25% haben fluktuierenden Charakter. Etwa gleichgroße Anteile erneuerbarer Energien gelangen aus Quellen im „Norden“ (90 TWh/a aus Windkraft, Import von Wasserkraft und Geothermiestrom aus Island und Skandinavien) und aus Quellen im „Süden“ in das deutsche Verbundnetz (81 TWh/a, die größeren Anteile aus heimischer Wasserkraft und Geothermie sowie Stromimport aus Nordafrika), da die Importquellen entsprechend ihrer Herkunft im Süden bzw. im Norden Deutschlands eingespeist werden. Ein außergewöhnlicher, ständiger Nord-Süd-Energietransport innerhalb Deutschlands wird deshalb nicht auftreten, sondern eher ein wechselnder, kurzzeitiger Energieausgleich in beide Richtungen.

Die Deckung großer Anteile des deutschen Stromverbrauchs mit ausschließlich heimischen Quellen würde zu großem Bedarf an installierter Leistung führen, da die heimischen erneuerbaren Energien Wind und Photovoltaik relativ geringe Jahresvollaststunden aufweisen /Nitsch und Trieb 2000/. Besonders Photovoltaikanlagen und Windkraftanlagen im Binnenland weisen oft jährlich nur 800 bzw. 1.500 äquivalente Vollaststunden auf (äquivalente Vollaststunden = jährlich erzeugte Energie [GWh] / installierte Leistung [GW]). Das Stromnetz in Deutschland weist zum Vergleich dazu derzeit durchschnittlich eine Auslastung von etwa 5.500 äquivalenten Vollaststunden pro Jahr auf. Mit hohen installierten Leistungen sind auch notwendigerweise Überschüsse in der Stromproduktion zu sonnenreichen oder windreichen Zeitpunkten und erhöhter Regelbedarf anderer Kraftwerke verbunden.

Die ergiebigen Importstromquellen Wasserkraft und Geothermie aus Island und Skandinavien sowie Solarstrom aus Nordafrika können zu einer gleichmäßigeren und ausgewogeneren Versorgung mit erneuerbaren Energien in Mitteleuropa führen. Diese Quellen erreichen zwischen 5.000 (Solarthermie) und 7.000 (Geothermie) Vollaststunden pro Jahr. Damit kann 1 GW Importstromleistung bis zu 10 GW installierte Leistung bei heimischen erneuerbaren Energien und die damit verbundenen Investitionen ersetzen. Im Vergleich zu einem auf ausschließlich heimischen erneuerbaren Energien basierenden Szenario mit 300 GW installierter Leistung (Szenario der TU Berlin: Quaschnig 1999) führt das Nachhaltigkeitsszenario mit Stromimport aus erneuerbaren Energien zu nur etwa 84 GW installierter Leistung erneuerbarer Energien im In- und Ausland. Außerdem wird durch die Kombination heimischer und importierter Anteile erneuerbarer Energien ein deutlich ausgeglicheneres Angebotsprofil erzielt, das sowohl die konventionelle Ersatzkapazität als auch den Regelbedarf im Netz reduziert. Wenig und nicht fluktuierende Anteile überwie-

gen mit 130 TWh/a (bzw. 58% von erneuerbaren Energien gesamt). Der Importanteil bei Strom bleibt relativ gleich (Tabelle 5-9), ist aber wegen des insgesamt geringeren Bedarfs absolut kleiner.

Tabelle 5-8: Aufteilung der Nettostromerzeugung auf verschiedene Kategorien, dazu erforderliche Leistungen und resultierende Auslastungen im Nachhaltigkeitsszenario im Jahr 2050 (ohne Strom für die Wasserstoffherzeugung)

Herkunft	Nr.	Technologie	Energie TWh/a	Leistung GW	Auslastung h/a
REG Inland	1	Fluktuierende REG (2+3)	94	57	1.649
	2	Photovoltaik	20	23	883
	3	Wind inkl. Offshore	74	34	2.168
REG Inland	4	Wenig fluktuierende REG (5+6+7)	72	14	5.114
	5	Wasserkraft	22	5	4.745
	6	Biomasse (KWK)	34	7	4.926
	7	Geothermie (HDR)	16	3	6.320
REG Import	8	Wenig fluktuierende REG (9+10)	59	13	4.523
	9	Solarthermische Kraftwerke	43	10	4.250
	10	Wasserkraft/Geothermie	16	3	5.433
REG ges.	11	REG gesamt (1+4+8)	224	84	2.671
		Inland (1+4)	166	71	2.332
		Import (8)	59	13	4.523
		Fluktuierend (1)	94	57	1.649
		Wenig fluktuierend (4+8)	130	27	4.830
		Norddeutschland (3+10)	90	37	2.432
		Süddeutschland (5+7+9)	81	17	4.686
		Gleichmäßig verteilt (2+6)	54	30	1.805
Fossil	12	KWK fossil (13+14+15)	121	32	3.725
	13	BHKW	24	5	4.816
	14	HKW	47	17	2.705
	15	Industrielle KWK	50	10	4.931
Fossil	16	Kondensationskraftwerke, GuD	49	29	1.699
Gesamt	17	Nettoerzeugung u. install. Nettoleistung (11+12+16)	394	145	2.715
Erzeugung	18	Nettoerzeugung u. max. zeitgleiche Nettoleistung	394	71	5.529
Last	19	Gesamtendenergieverbrauch und Jahreshöchstlast	386	62	6.226
Überschuss	20	Jahresüberschuss u. max. Überschussleistung	8	26	309

Tabelle 5-9: Aufteilung der Nettoerzeugung Deutschlands nach Energieträgern und deren Herkunft im Jahr 1999 und im Jahr 2050 im Nachhaltigkeitsszenario (ohne Strom für Wasserstoff).

Inland	Nettoerzeugung in TWh/a*		Nettoerzeugung in %***	
	1999	2050	1999	2050
Braunkohle	125	0	24%	0%
Steinkohle	90	22	18%	6%
Wasserkraft**	19	144	3%	37%
REG	16	144	3%	37%
Importe				
Kernenergie	150	0	29%	0%
Steinkohle	60	22	12%	6%
Erdgas	46	120	9%	30%
Erdöl	8	5	2%	1%
REG	0	59	0%	15%
Importe ges.	264	206	51%	52%
Gesamt	514	394	100%	100%

* Nettoerzeugung ohne Pumpspeicher, inkl. Export

** ohne Pumpspeicher

*** bezogen auf gesamt Nettoerzeugung

Auch die Nutzung erneuerbarer Energien ist mit Auswirkungen auf Umwelt und Natur verbunden. Dies betrifft ökologische Auswirkungen durch die unvermeidlichen Eingriffe in die natürlichen Ökosysteme ebenso wie beispielsweise Nutzungskonkurrenzen um Flächen. Beispiel für erstere findet man bei der Nutzung der Wasserkraft und der Windenergie. Konkurrenzgesichtspunkte sind vor allem bei der Nutzung der verfügbaren biogenen Reststoffe aus der Land- und Forstwirtschaft bedeutsam, wo nicht nur die Energieversorgung auf diese Nutzungsoptionen zugreifen will, sondern zunehmend auch der Verkehr und die Industrie (im Rahmen der Nutzung als industrielle Rohstoffe). Mögliche ökologische Konflikte können insbesondere auftreten, wenn Pflanzen für eine energetische Nutzung auf heute dafür noch nicht genutzten Flächen angebaut werden sollen; sie sollten daher rechtzeitig aufgezeigt werden (vgl. Konfliktszene Energiepflanzenanbau und Ökolandbau; Exkurs Kapitel 5.8)

Auf die hiermit verbundene Problematik kann hier nicht in aller Ausführlichkeit eingegangen werden. Die genannten Beispiele sollen nur verdeutlichen, dass ein ökologisch optimierter Ausbau der erneuerbaren Energien notwendig ist, um die Fehler der Vergangenheit bei dem Aufbau der fossilen Versorgungsstruktur nicht zu wiederholen. Mit dem eingeleiteten stufenweisen Genehmigungsverfahren bei der zukünftigen Nutzung der Offshore-Windenergiepotenziale durch das Bundesumweltministerium und der zunehmenden Einbeziehung lokaler Akteure in die Standortfindung bei der Onshore Nutzung (z. B. im

Rahmen der Ausweisung von Vorrangflächen nach §35 Baugesetzbuch) werden diesbezüglich richtige Wege beschritten. Auch die Bemühungen, überwiegend bestehende Wasserkraftwerke zu modernisieren und dabei oft ökologisch zu verbessern und stattdessen auf Neubauten (auch von Kleinwasserkraftwerken) zu verzichten, sind Schritte in die richtige Richtung. Darüber hinaus wird versucht durch begleitende Studien zusätzliche Informationen bezüglich der ökologischen Verträglichkeit von erneuerbaren Energien zu generieren und diese mit der herkömmlichen Nutzung von fossilen Quellen zu vergleichen (vgl. z. B. DLR, Ifeu, WI 2001). Nicht ohne Grund steht diese Fragestellung auch mit im Zentrum des für die Jahre 2001 bis 2003 aufgelegten Zukunftsinvestitionsprogramms des Bundes.

5.5.2 Sauberer Strom bei Tag und Nacht

5.5.2.1 Die unnötige Fixierung auf die „Grundlast“

Die aus der Stromnachfrage resultierenden Lastgänge entstehen aus der Summe vieler disperser, fluktuierender und im einzelnen unvorhersehbarer Verbraucher, die sich zu einer teilweise kontinuierlichen Nachfrage nach Strom addieren. Die Anpassung der elektrischen Last unserer tagaktiven Gesellschaft an große Grundlastkraftwerke erfolgt durch große und leistungsfähige Verbundnetze, die entsprechende Ausgleichsmöglichkeiten schaffen. Zusätzlich decken Spitzenlastkraftwerke und Pumpspeichieranlagen ausgeprägte Spitzennachfragen ab. Außerdem wurde der Stromverbrauch teilweise auf Grundlast „getrimmt“, um die kapitalintensiven Kraftwerke möglichst hoch auszulasten u.a. durch eine entsprechende Tarifgestaltung für Nachtstrom, speziell für Nachtspeicherheizungen (vgl. auch Abbildung 5-6)

Warum soll daher nicht auch eine Anpassung an andere Angebotsquellen möglich sein. Fluktuationen der erneuerbaren Energien, insbesondere der Tag-Nacht-Zyklus der Sonnenenergie, können durchaus mit dem Bedarf unserer im wesentlichen tagaktiven Gesellschaft in Einklang gebracht werden. Verbessern lässt sich die Anpassung der elektrischen Last und des REG Angebotes durch folgende Maßnahmen:

- Vergleichmäßigung des Angebots erneuerbarer Energien durch großflächige Nutzung der erneuerbaren Energien in Verbundnetzen
- Vergleichmäßigung des Angebots erneuerbarer Energien durch Nutzung unterschiedlicher Quellen
- Verbesserung des Angebotsprofils durch Stromimport aus verschiedenen erneuerbaren Energiequellen
- Zeitliche Lastverschiebungen zur Anpassung an das Angebot erneuerbarer Energien, insbesondere auch die Rücknahme der derzeitigen Lastbeeinflussungen in Richtung Grundlast

- Intelligente Kopplung von Lastprognosen und auf Wettervorhersagen basierenden Abschätzungen des jeweiligen Energieangebotes
- Gezielte Stromführung von (strom-)effizienten Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung mit Wärmespeichern
- Optimierter Einsatz von elektrischen Energiespeichern
- Schnell regelbare, wenig kapitalintensive Kraftwerke als Reservekapazität auf fossiler Energiebasis (Gas, Öl) oder langfristig auf der Basis regenerativ erzeugter chemischer Energieträger

Die tagsüber entstehenden Lastspitzen korrelieren im Prinzip gut mit dem Angebot an Sonnenenergie. Die Deckung der Grundlast erfordert, analog zu ihrer Entstehung, die Kombination vielfältiger, großflächig verteilter, wenig korrelierter Quellen, die in ihrem Zusammenspiel eine möglichst ähnliche, gleichmäßige Leistungscharakteristik aufweisen. Wichtig ist dabei ein ausgewogenes Verhältnis der verschiedenen Anteile erneuerbarer Energien. Bei einem starken Ausbau der erneuerbaren Energien werden zunehmend weniger herkömmliche Grundlastkraftwerke als vielmehr schnell regelbare, mit fossilen und regenerativen Energieträgern (Gas, langfristig Wasserstoff) befeuerte Kraftwerke gebraucht werden, um die Deckungslücken zwischen Last und Angebot zu füllen.

5.5.2.2 Ausgleichseffekte durch weiträumige Vernetzung unterschiedlicher Quellen

Schwankungen im Sekunden- und Minutenbereich sind bei einer größeren Zahl von Photovoltaikanlagen mit Abständen von nur wenigen Kilometern bereits nicht mehr korreliert. (Abbildung 5-16). Mit großräumig verteilten regenerativen Erzeugern passiert deshalb etwas ähnliches wie mit den vielen, weiträumig verteilten, fluktuierenden und unvorhersehbaren Verbrauchern: sie liefern eine Art vorhersagbare Last. Ähnliches gilt für größere Zusammenschlüsse von Windkraftanlagen und Windparks (Quaschnig 1999, Edwin 1996, Steinberger 1993, Langniß 1998, ISET 1999).

Allerdings hat jede Technologie bzw. jede Energiequelle ihren charakteristischen täglichen und saisonalen Verlauf: bei der Photovoltaik ist dies der natürliche Rhythmus von Tag- und Nacht, Sommer und Winter mit dem Maximum im Sommer, die Windenergie zeigt in unseren Breiten ein deutliches Wintermaximum, bei der Laufwasserkraft tritt ein deutliches Maximum in der ersten Jahreshälfte und besonders im Frühjahr auf (Abbildung 5-17). Während die Biomasse überwiegend im Sommer nachwächst und gespeichert wird, werden Biomassekraftwerke (mit Ausnahme der industriellen KWK) überwiegend zur Kraft-Wärme-Kopplung im Winter eingesetzt. Geothermiekraftwerke können ganzjährig eingesetzt werden, wobei es sinnvoll sein wird, eine Regenerationsphase der Erdwärme abhängig von dem zeitlichen Angebot der anderen regenerativen Energiequellen vorzusehen.

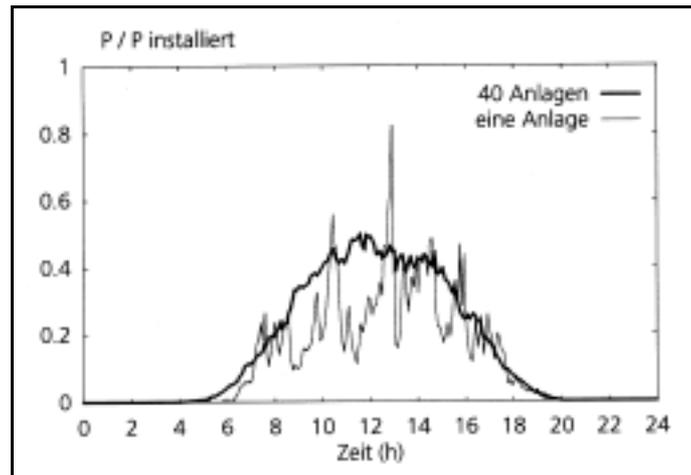


Abbildung 5-16:: Leistungsfluktuationen einer Einzelanlage und von 40 PV-Anlagen im 1.000-Dächer-Programm (Messreihen in 5-minütiger Auflösung) (Langniss et al. 1998)

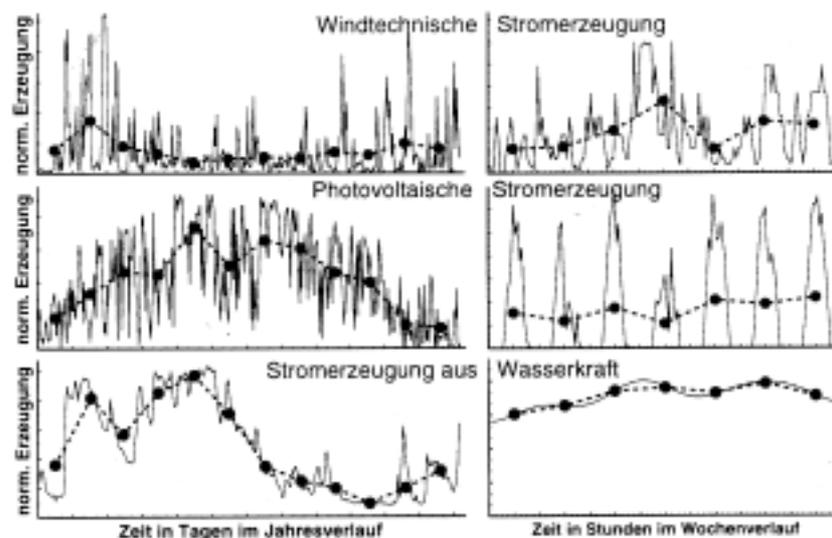


Abbildung 5-17: Beispiele der Jahres- und Wochengänge einer windtechnischen, wassertechnischen und photovoltaischen Stromerzeugung in Deutschland. Für den Jahresgang wurden Tagesmittelwerte, für den Tagesgang Stundenmittelwerte verwendet. Die hervorgehobenen Punkte stellen die entsprechenden Monats- bzw. Tagesmittelwerte dar (Kaltschmitt und Wiese 1997)

Die Nutzung von Importstrom aus erneuerbaren Energien entspricht einer sehr großflächigen Nutzung der Potenziale erneuerbarer Energien mit entsprechend großen Ausgleichseffekten. Ein Beispiel ist die Erzeugung von Windkraft in heimischen Offshore-Anlagen und an Standorten in der Westsahara, die zu einer saisonalen Vergleichmäßigung des Angebots führen (Czisch 1999). Ein weiterer Vorteil ist die gezielte Nutzung der Potenziale an besonders ergiebigen Standorten, die wegen fehlendem lokalem Strombedarf sonst nicht genutzt werden könnten. Dies ist selbst bei größeren Transportentfernungen mit ökonomischen Vorteilen verknüpft, da die mit der höheren Energieausbeute verringerten Geste-

hungskosten die anfallenden Transportkosten bei weitem ausgleichen. Die kombinierte Nutzung verschiedener regenerativer Energiequellen im Verbund führt zu deutlichen Ausgleichseffekten zwischen den verschiedenen Energiequellen wie im folgenden am Beispiel des Nachhaltigkeitszenarios gezeigt wird (Kaltschmitt und Fishedick 1995, Langniß et al. 1998 und Quaschnig 1999).

5.5.2.3 Lastmanagement und Einsatz von Speicher

Mögliche aktive Maßnahmen zur Reduzierung von Überschüssen und der Restnachfrage sind u.a. die zeitliche Verlagerung der Last zur Anpassung an das regenerative Energieangebot, die Nutzung der inhärenten Speichermöglichkeiten von Wasserkraft, Geothermie und solarthermischen Kraftwerken, die Verwendung von Pumpspeicherkraftwerken und der Einsatz von zeitweise stromgeführten Biomasse- KWK-Anlagen. Dabei kommt das schon beschriebene Konzept der virtuellen Kraftwerke zum tragen.

Zeitliche Verlagerungen der elektrischen Last können z.B. durch entsprechende Gestaltung der Tarife gesteuert werden. Verlagerungsmöglichkeiten bestehen insbesondere in den Haushalten bei Kühl- und Gefriergeräten mit Kältespeicher, Waschmaschinen mit kombinierten Wäschetrocknern, Geschirrspülern, elektrischer Warmwasserbereitung, Speicherheizungen und Wärmepumpen, da die entsprechenden Produkte Kälte, saubere und trockene Wäsche, sauberes Geschirr, Warmwasser und Heizwärme innerhalb eines Zeitraums von einem Tag gut gespeichert werden können. Für die Haushalte errechnet (Quaschnig 2000) ein Verlagerungspotenzial von bis zu 40%. Die Verlagerungspotenziale bei Industrie und Kleinverbrauch von bis zu 10% und vor allem beim Verkehr von unter 1% werden dagegen wesentlich geringer eingeschätzt. Bei letzterem ist allerdings ein möglicher verstärkter Einsatz von Elektrofahrzeugen nicht berücksichtigt.

Sind erneuerbare Energien erst einmal in Strom umgewandelt, dann bleiben zur Speicherung bei einer Begrenzung auf den bundesdeutschen Netzverbund praktisch nur noch Pumpspeicherkraftwerke mit einem Speicherwirkungsgrad von etwa 75%. Batterien oder mechanische Schwungradspeicher sind in dieser Größenordnung bestenfalls als Kurzzeitpuffer in kleineren Netzabschnitten verwendbar.

Als langfristige Speicheroption kommt außerdem die Erzeugung von Wasserstoff in Elektrolyseanlagen in Frage. Die Nutzung kann über Brennstoffzellenanlagen, Motor-BHKW oder GuD-Anlagen, die Speicherung in gasförmiger (Druckspeicher), flüssiger (Tieftemperaturspeicher) oder physikalisch gebundener Form (z.B. Hydridspeicher) erfolgen. Die Verluste einer solchen Umwandlungskette halten sich dann in Grenzen, wenn ausschließlich Energiewandler in Kraft-Wärme-Kopplung mit hoher Gesamtausnutzung ($\geq 90\%$) betrieben werden. Der Gesamtwirkungsgrad der Prozesskette ermittelt sich dann auf 60-70%.

Wasserstoff als chemischer und mobiler Energieträger kann auch im Verkehrssektor Anwendung finden und den Anteil erneuerbarer Energien in diesem Sektor über Biobrennstoffe hinaus deutlich erhöhen. (vgl. Kapitel 7). Diese Nutzungsart führt zu einer direkten Entkopplung von den Darbietungscharakteristiken erneuerbarer Energien, da über den Verbraucher „Elektrolyse“ Überschüsse bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien

abgefangen werden können. Ein Einsatz von regenerativ erzeugten Wasserstoffs als indirekter „Elektrizitätsspeicher“ und gleichzeitig als Kraftstoff ist vor allem in einer zukünftigen Energiewirtschaft mit Anteilen erneuerbarer Energien von deutlich über 50% sinnvoll (vgl. Kapitel 9).

Einige der erneuerbaren Energien besitzen technologisch inhärente Speichermöglichkeiten, so z.B. die Geothermie und solarthermische Kraftwerke, bei denen entweder die Wärme in gespeicherter Form vorliegt oder vor der Umwandlung in Strom zwischengespeichert werden kann. Auch Biomasse ist ein gut speicherbarer Energieträger. Die Speicherfähigkeit dieser Medien wurde zum Teil bereits im Nachhaltigkeitsszenario berücksichtigt.

„Externe“ Speicher für Strom aus erneuerbaren Quellen werden daher eher als „least option“ angesehen werden, die zum Teil dort erschlossen werden können, wo dies sinnvoll und relativ kostengünstig ist (z.B. Pumpspeicherkraftwerke, die auch zusätzliche Steuer- und Ausgleichsfunktionen in einem konventionellen Kraftwerkspark haben). Vorrangig werden aber andere Anpassungsmaßnahmen wie Lastverschiebung, Stromimport und stromgeführte Biomasse-BHKW zum Einsatz kommen. Wasserstoff aus erneuerbaren Energien kann längerfristig verbleibende fossile Brennstoffe im Kraftwerksbereich (Regelungs- und Spitzenlastaufgaben mit geringer Auslastung und damit geringem Energieverbrauch) ersetzen.

5.5.2.4 Zusammenspiel der Energiequellen und Netzlasten

Legt man das gesamte deutsche Verbundnetz zugrunde, dann lässt sich eine stündliche Bilanzierung der Erzeugungs- und Bedarfsleistungen vornehmen und daraus die durch konventionelle Kraftwerke zu füllende Deckungslücke bzw. regenerative Überschüsse ermitteln (Abbildung 5-18).

Dabei ist zu beachten, dass sich das Profil der elektrischen Last im Zuge der Effizienzsteigerungen insbesondere in den Sektoren Haushalt und Kleinverbrauch bis zum Jahr 2050 dahingehend verändern wird, dass die derzeit ausgeprägte Spitzenlast in den Abendstunden voraussichtlich verschwindet (Abbildung 5-19 und 5-20). Insbesondere Elektroheizungen und Nachtspeicherheizungen werden im Jahr 2050 kaum noch eingesetzt und wenn, dann nicht wie heute zum „Auffüllen“ der Lasttäler, sondern zum „Kappen“ der regenerativen Angebotsspitzen. Daraus ergibt sich ein charakteristisches Lastprofil einer typischen tagaktiven Gesellschaft mit einem ausgeprägten Tagesmaximum und deutlich reduziertem Verbrauch bei Nacht. Unter anderem wegen des reduzierten elektrischen Heizwärmebedarfs ähneln sich die sommerlichen und winterlichen Lastprofile im Jahr 2050 wesentlich mehr als heute.

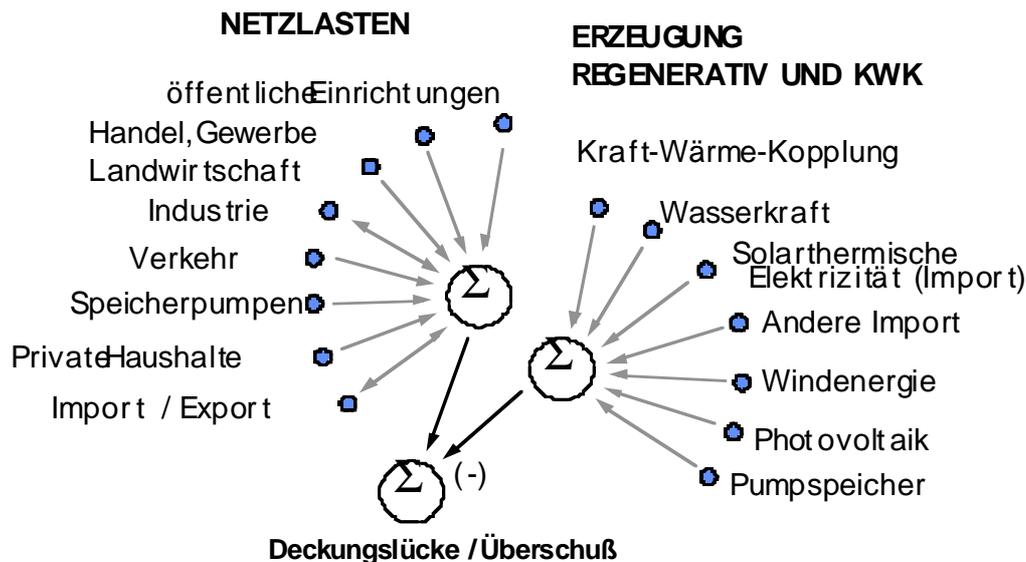


Abbildung 5-18: Aus einer Überlagerung der Modellzeitreihen einzelner Sektoren der Netzlasten und Stromerzeugung aus regenerativen Quellen und Kraft-Wärme-Kopplung wird die Differenzzeitreihe gebildet, die Aufschluss über Deckungslücken und Netzüberschüsse gibt

Der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung fügt sich günstig in dieses Konzept, da die Wärmelast bei Industrie, Kleinverbrauch und Haushalten gut mit dem täglichen Strombedarf korreliert. Die vor allem tagsüber arbeitenden Anlagen liefern ein zum Tagesmaximum der elektrischen Last passendes Tagesmaximum der Erzeugung. Die ohnehin ausschließlich tagsüber arbeitende Photovoltaik bedient in einem solchen Szenario ebenfalls hauptsächlich die Spitzenlast während des Tages und entlastet damit entsprechende konventionelle Kraftwerke (vgl. Abbildung 5-21 und 5-22).

Das vermehrte Angebot an Windenergie in den Wintermonaten führt im Nachhaltigkeitszenario im Jahr 2050 zu geringfügigen Überschüssen, die aber weitgehend durch das integrierte Energie- und Lastmanagement kontrolliert werden können. Allerdings ist in den Wintermonaten mit vermehrten überregionalem Stromaustausch aufgrund des Schwerpunktes der Windenergienutzung im Norden zu rechnen. Dies legt nahe, dass große Windparks - insbesondere die im Offshore-Bereich, die eher eine zentrale Kraftwerkstechnologie darstellen - direkt per Hochspannungsgleichstromleitungen (HGÜ) an die großen Verbrauchszentren in Süd- und Mitteldeutschland gekoppelt werden, anstatt sie am nächstgelegenen Punkt in das allgemeine Norddeutsche Verbundnetz einspeisen zu lassen (was für dezentrale Anlagen durchaus sinnvoll ist).

Ähnliches gilt für die Energieimporte aus dem Süden (Solarkraftwerke, Windkraft) und aus dem Norden (Wasserkraft, Geothermie, Windkraft). Auch sie sollten möglichst nicht über das allgemeine europäische Verbundnetz, sondern über gesonderte HGÜ-Leitungen nach Deutschland - bzw. durch Abzweigungen auch in andere Länder - transportiert und strategisch dort eingespeist werden, wo sie die geringsten überregionalen Ausgleichsströme verursachen bzw. die besten Ausgleichseffekte mit den heimischen Quellen erzielen.

Eine durch konventionelle Kraftwerke zu deckende Restnachfrage tritt vorrangig in den Sommermonaten auf. Abbildung 5-23 und 5-24 zeigen deutlich, dass die Restnachfrage nicht durch die heute vorrangig eingesetzten Grundlastkraftwerke unter Verwendung von Braunkohle, Steinkohle oder Kernkraft gedeckt werden kann. Vielmehr müssen schnell regelbare Spitzen- und Mittellastkraftwerke die stark fluktuierende Restnachfrage übernehmen. Heute liegt bei den Kraftwerken der öffentlichen Versorgung die Grundlast bei etwa 43 GW und die Spitzenlast am Tag der Jahreshöchstlast bei etwa 77 GW Nettoleistung, d.h. Spitzen- und Mittellastkraftwerke übernehmen maximal etwa 34 GW Nettoleistung (bei einer Nettoengpassleistung dieses Kraftwerkstyps inkl. Reserve, Ausfälle usw. von insgesamt etwa 58 GW). Für Bahn und Industrie kommen noch etwa 11 GW Nettoengpassleistung hinzu.

Im Nachhaltigkeitsszenario geht die Jahreshöchstlast insgesamt bis 2050 auf etwa 62 GW zurück. Etwa 30 GW müssen maximal durch herkömmliche Spitzen- und Mittellastkraftwerke mit einer Nettoengpassleistung von 35 GW abgedeckt werden. Der Kraftwerkspark weist im herkömmlichen Sinne keine Grundlastkraftwerke mehr auf. Statt dessen ergibt sich die Grundleistung aus der Summe der Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien und KWK-Kraftwerke. Die maximale Leistung der Spitzen- und Mittellastkraftwerke geht dabei gegenüber heute um etwa 12% zurück (vgl. Tabelle 5-10).

Große Kondensationskraftwerke auf der Basis von Braunkohle und Steinkohle- oder Kernenergie werden also in der Struktur eines Nachhaltigkeitsszenarios aus rein technischen und wirtschaftlichen Gründen nicht erforderlich sein. Auch Fusionskraftwerke, sollten sie in den nächsten 50 Jahren funktionstüchtig werden, können die sich stellende Versorgungsaufgabe nicht übernehmen. Die Kraftwerke, die in Zukunft zur Ergänzung des auf erneuerbaren Energien basierenden Anlagenparks benötigt werden, sind neben den verschiedenartigen KWK-Anlagen, gasgefeuerte Gasturbinen- und GuD-Kraftwerke.

Tabelle 5-10: Leistungsbilanz des Kraftwerksparks im Jahr 1999 und 2050

Leistungsbilanz in GW	1999	2050
Nettoengpassleistung	122	145
maximale zeitgleiche Nettoleistung	81	71
Jahreshöchstlast	77	62
Grundlastkraftwerke	43	32
Mittel- und Spitzenlastkraftwerke*	34	30

* 1999 Atom und Kohle KW; 2050 REG und KWK

Durch die Nutzung der Anpassungsmöglichkeiten des Angebots erneuerbarer Energien und der Last durch das integrierte Last- und Energiemanagement wird die - durch fossile Kondensationskraftwerke zu deckende - Versorgungslücke weiter um 10-15 TWh/a bzw. 20-25 GW gegenüber einem Szenario ohne solche Maßnahmen verringert. Unter Einbeziehung der stromgeführten KWK verbleibt mit knapp unter 20 TWh nur noch ein kleiner Rest (vgl. auch Abbildung 5-27 im Vergleich zu 5-26). Die jährlichen Energieüberschüsse

können durch diese Massnahmen auf praktisch vernachlässigbare Werte reduziert werden (vgl. Abbildungen 5-25 bis 5-27).

Mit den beschriebenen Maßnahmen der großräumigen Vernetzung von Energiequellen, mit den verfügbaren inhärenten Speichermöglichkeiten sowie mit dem integrierten Last- und Energiemanagement kann eine sehr effiziente Deckung von Energieangebot und -nachfrage erreicht werden. Der hierfür notwendige technische und finanzielle Aufwand erscheint begrenzt. Für eine hinreichend sichere Abdeckung der Last ist im Jahr 2050 in Deutschland eine insgesamt in den verschiedenen Anlagen installierte Nettoleistung von 145 GW notwendig. Aufgrund der Ausgleichseffekte und unterschiedlichen Charakteristik tritt maximal zeitgleich eine Nettoleistung von 71 GW auf, was knapp der Hälfte der Nennleistung entspricht. Die maximale Leistung liegt in derselben Größenordnung wie die erwartete Jahreshöchstlast von 62 GW zuzüglich einer als sinnvoll zu erachtenden Reserveleistung von 9 GW (vgl. Abbildung 5-28).



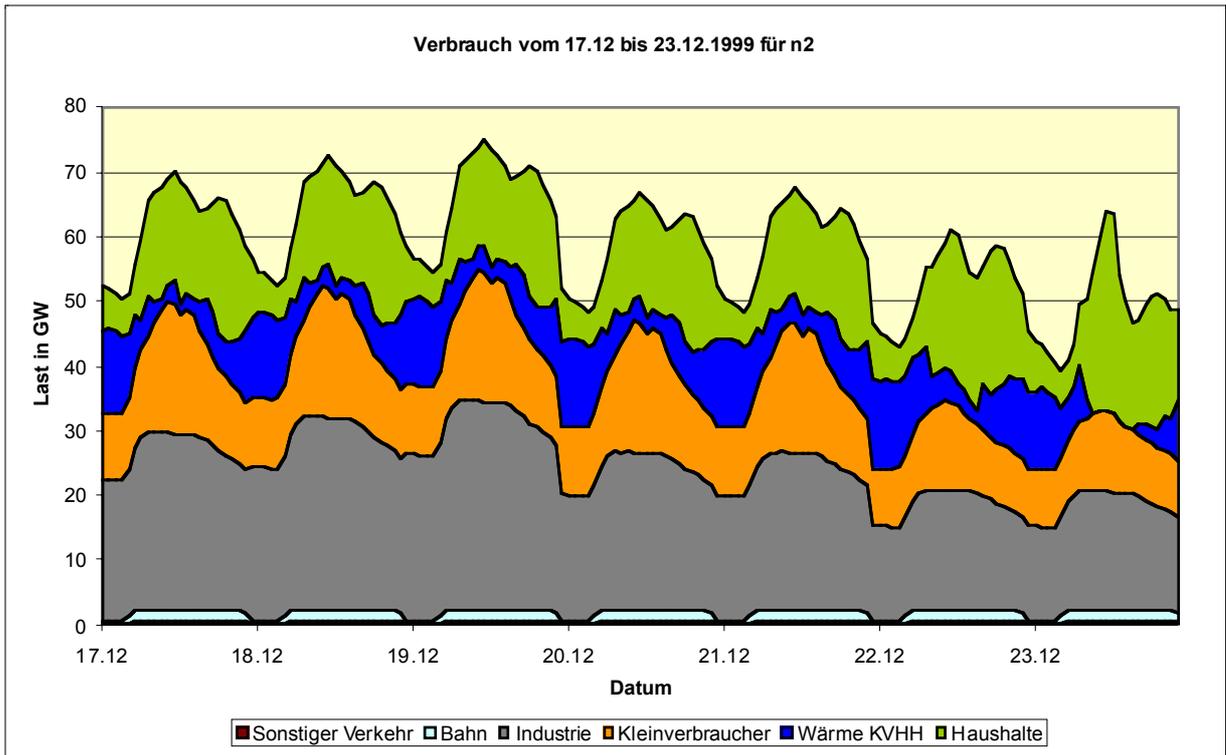


Abbildung 5-19: Lastgang für die Winterwoche mit dem Tag der Jahreshöchstlast aufgeteilt in die verschiedenen Verbrauchergruppen für 1999

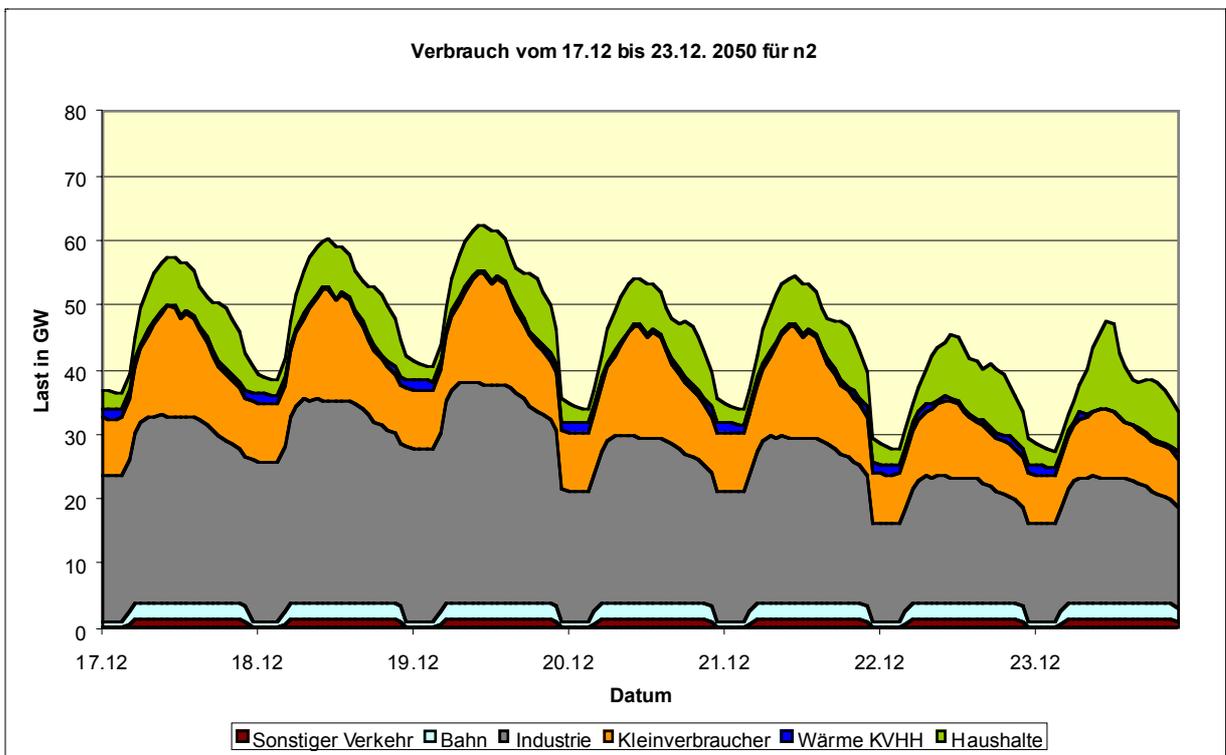


Abbildung 5-20: Lastgang für die Winterwoche mit dem Tag der Jahreshöchstlast aufgeteilt in die verschiedenen Verbrauchergruppen für 2050, Nachhaltigkeitsszenario.

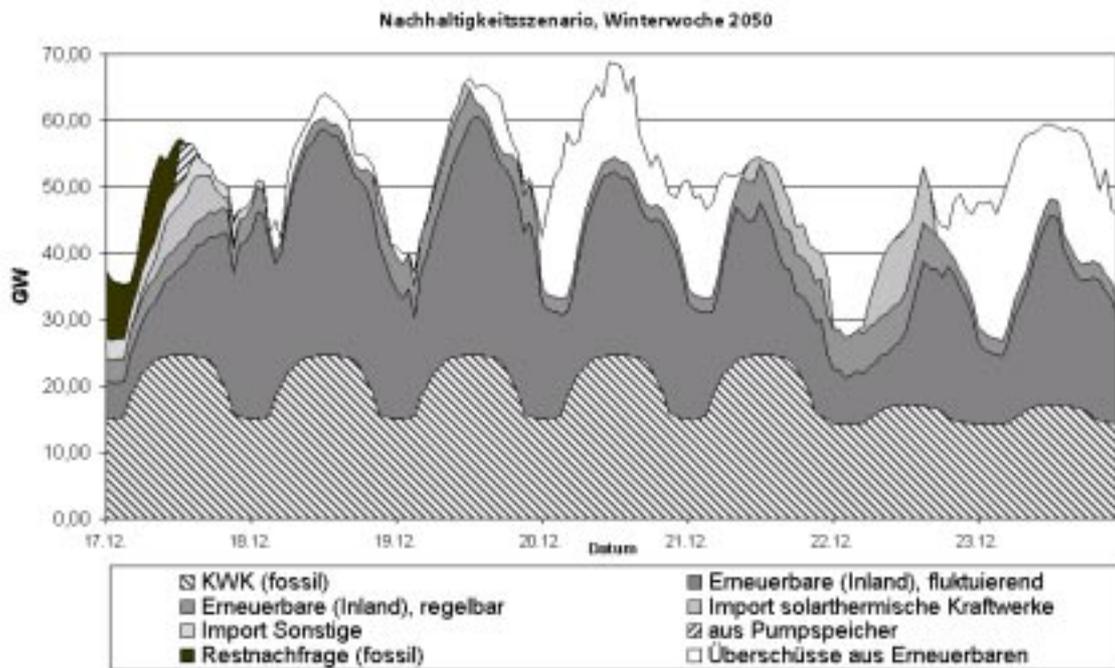


Abbildung 5-21: Deckung der Last durch die verschiedenen Erzeugergruppen sowie Überschüsse für die Winterwoche mit dem Tag der höchsten Last im Jahr 2050, Nachhaltigkeitsszenario

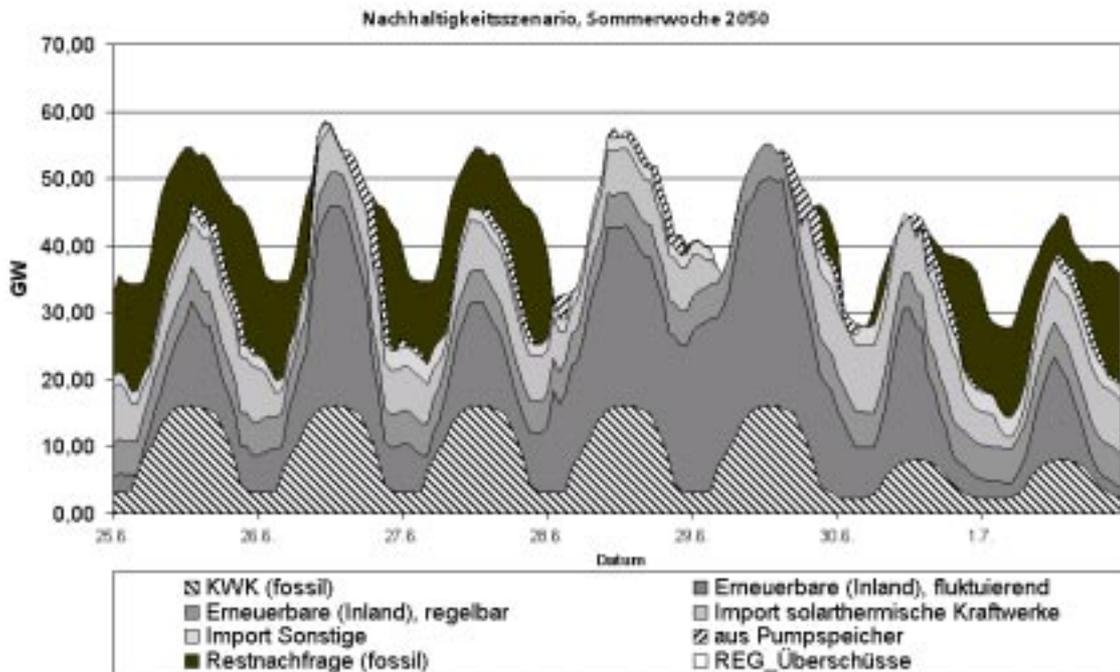


Abbildung 5-22: Deckung der Last durch die verschiedenen Erzeugergruppen sowie Überschüsse für eine Sommerwoche im Jahr 2050, Nachhaltigkeitsszenario

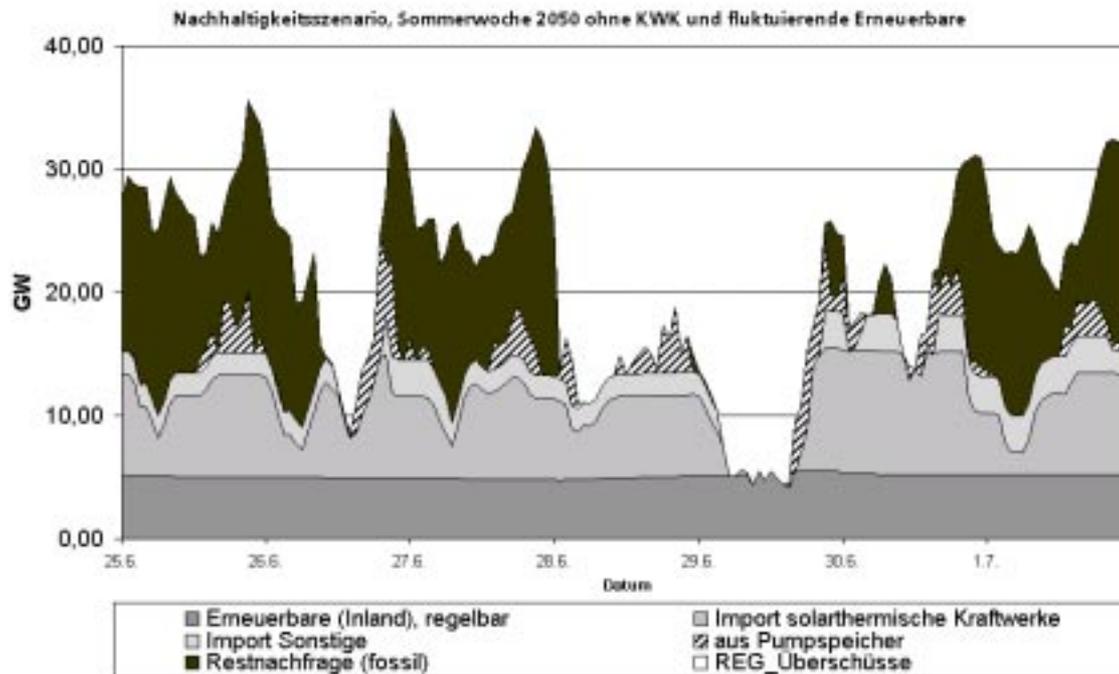


Abbildung 5-23: Anteile der regelbaren Komponenten der Stromversorgung (ohne wärmegeführte KWK und fluktuierende REG) am Beispiel einer Sommerwoche im Jahr 2050. Die regelbaren heimischen erneuerbaren Energien (Speicherwasserkraft und HDR-Geothermie) laufen im Sommer weitgehend in der Grundlast, Importe decken die Mittellast, Pumpspeicher- und fossil befeuerte Kraftwerke (darunter auch stromgeführte HKW) decken die Spitzenlast.

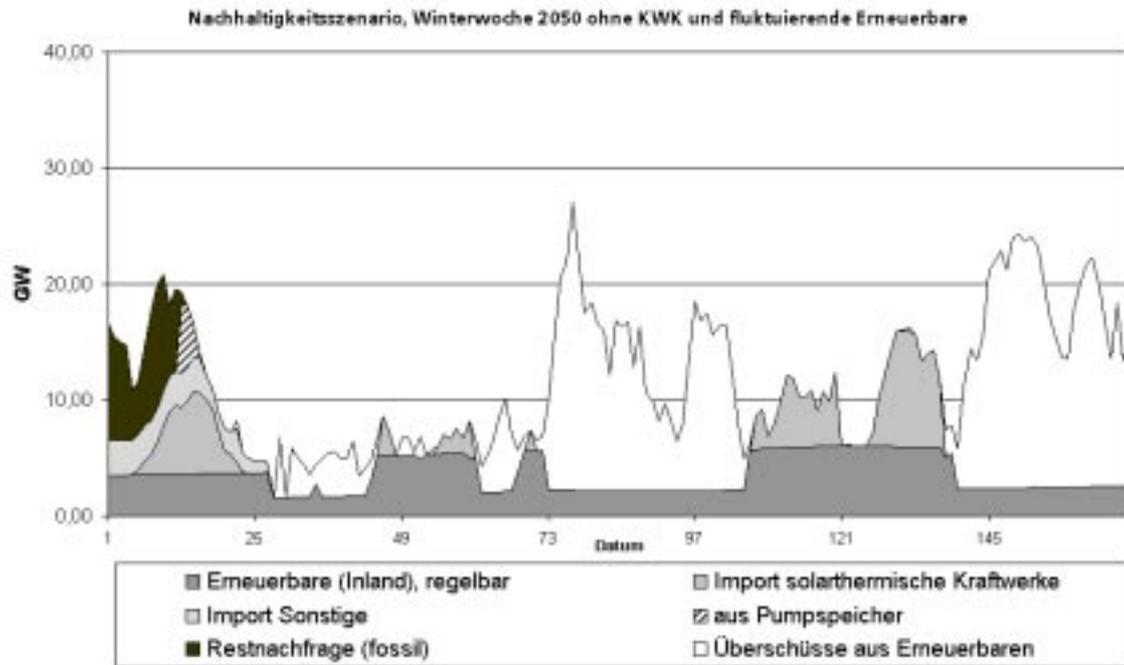


Abbildung 5-24: Anteile der regelbaren Komponenten der Stromversorgung (ohne wärmegeführte KWK und fluktuierende REG) am Beispiel einer Winterwoche im Jahr 2050. Regelbare heimische REG und REG-Importe übernehmen im Winter zunehmend Aufgaben im Mittel- und Spitzenlastbereich. Aufgrund des in dieser Woche vor allem höheren Windenergiebeitrags zur Stromerzeugung liegt die verbleibenden regelbare Leistung unterhalb der vergleichbaren Leistung der in Abbildung 5-23 dargestellten Sommerwoche, auch wenn die Nachfrage nach elektrischer Energie insgesamt in der Winterwoche höher ist.

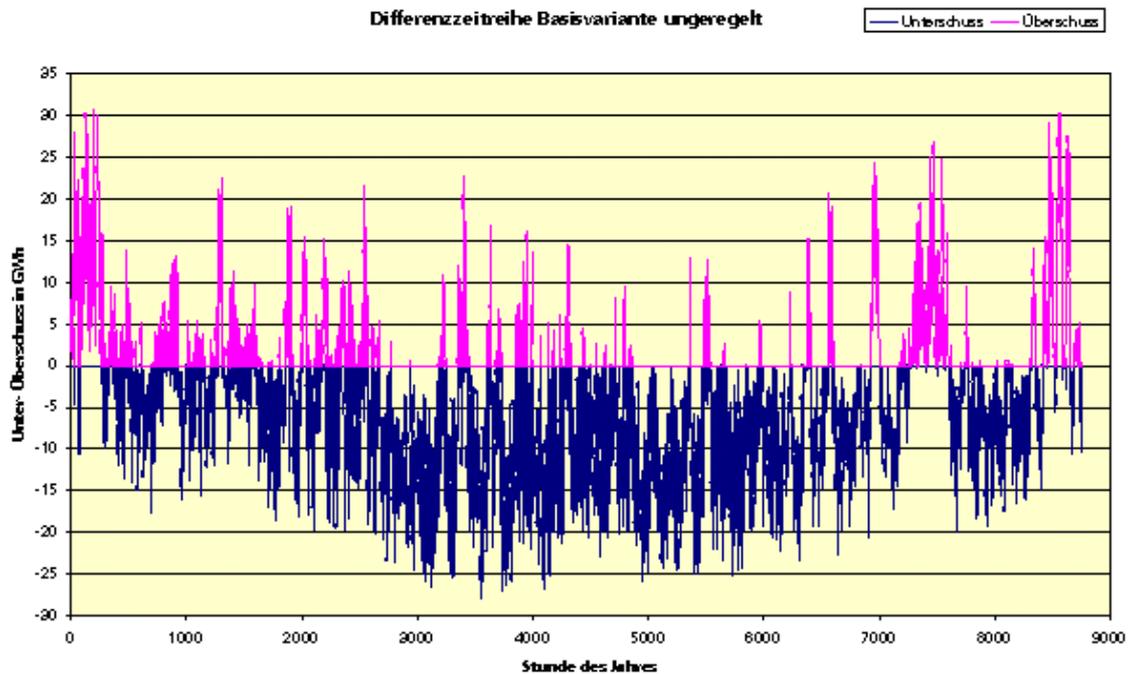


Abbildung 5-25: Restnachfrage und Überschüsse für das Jahr 2050 in Nachhaltigkeitsszenario entsprechend der Bilanz aus der Nettolastkurve und der Nettoerzeugung aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung ohne Energiespeicherung und Lastmanagement. Verbleibender Gesamtüberschuss 19 TWh/a (5%), Zu deckende Gesamtnachfrage aus fossile gefeuerten Kraftwerken 57 TWh/a (15%).

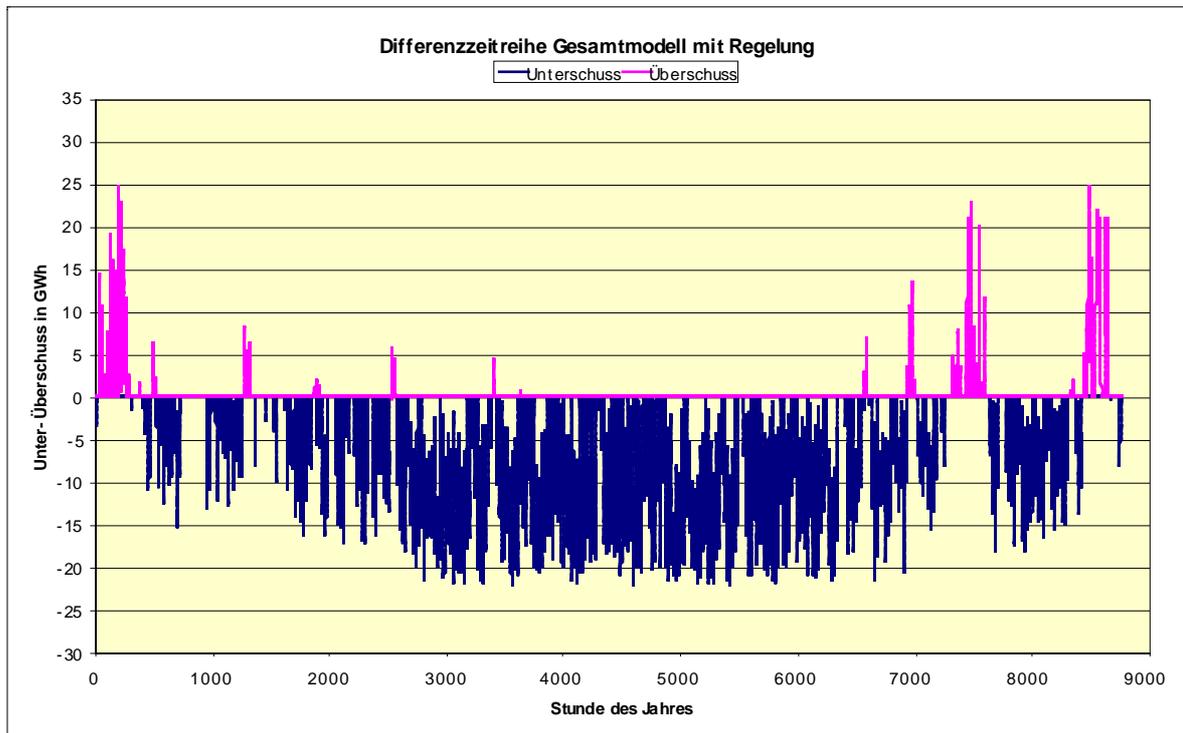


Abbildung 5-26: Restnachfrage und Überschüsse für das Jahr 2050 in Nachhaltigkeitsszenario entsprechend der Bilanz aus der Nettolastkurve und der Nettoerzeugung aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung mit Einsatz von Speichermöglichkeiten, Pumpspeicherkraftwerken und Lastmanagement. Verbleibender Gesamtüberschuss 4 TWh/a (1%), Zu deckende Gesamtrestnachfrage aus fossil befeuerten Kraftwerken 47 TWh/a (12%).

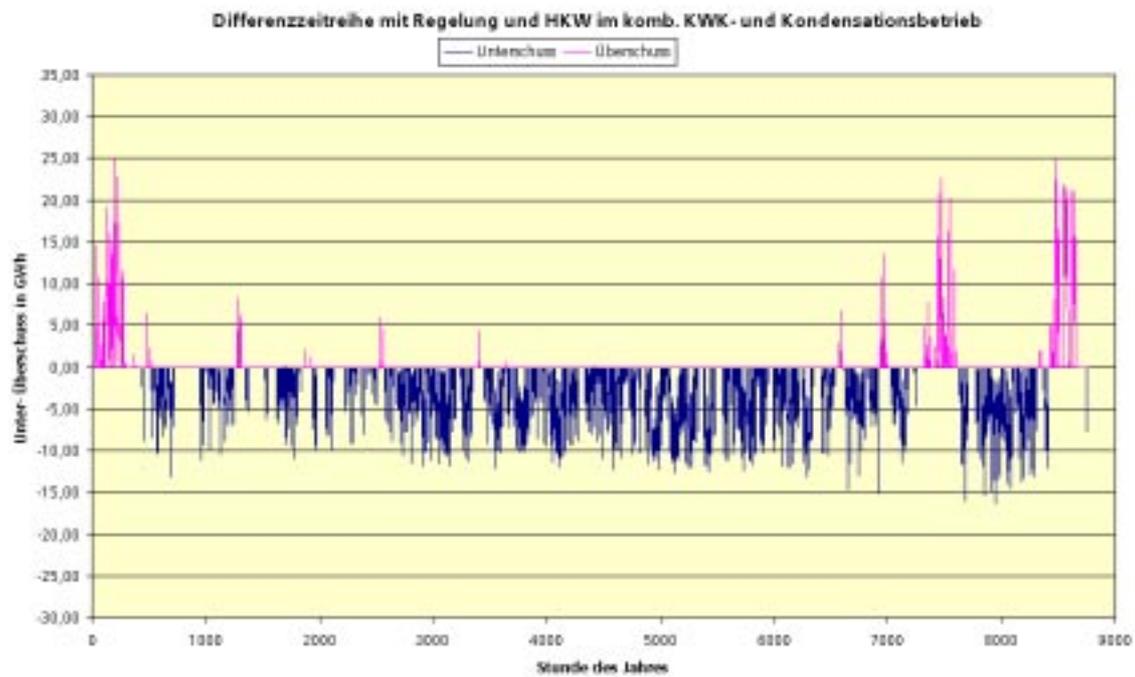


Abbildung 5-27: Restnachfrage und Überschüsse für das Jahr 2050 in Nachhaltigkeitsszenario entsprechend der Bilanz aus der Nettolastkurve und der Nettoerzeugung aus REG und KWK. Einsatz von Speichermöglichkeiten, Pumpspeicherkraftwerken, Lastmanagement und stromgeführten Heizkraftwerken. Gesamtüberschuss 4 TWh/a (1%), Gesamtrestnachfrage aus fossil befeuerten Spitzenlastkraftwerken 18 TWh/a (5%).

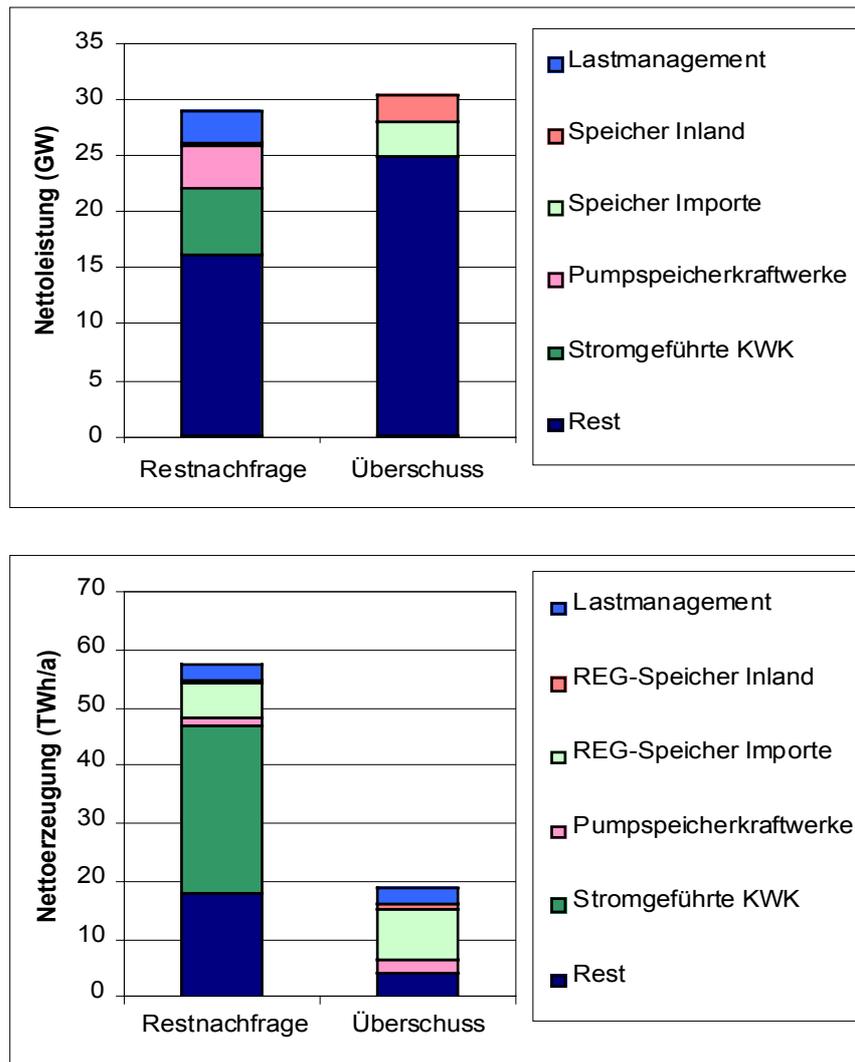


Abbildung 5-28: Zu deckende Restnachfrage und verbleibende Überschüsse sowie die Reduktion derselben durch verschiedene Ausgleichsmaßnahmen im Nachhaltigkeitsszenario für die Engpassleistung (oben) und für die Jahresenergieerzeugung (unten) im Jahr 2050.

Aber nicht nur im großen Verbund sind Möglichkeiten des effektiven Zusammenspiels der verschiedenen technologischen Optionen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und des Last- und Speichermanagements gegeben, sondern auch in kleineren Einheiten wie das Beispiel der Solarfabrik Freiburg zeigt (vgl. Wendeszene: Die emissionsfreie Fabrik).

Wendeszene: Durch die Kopplung verschiedener Quellen zur emissionsfreien Fabrik

Ein Projekt mit Vorbildcharakter für die vielfältige Nutzung erneuerbarer Energien ist die am 02.05.1996 gegründete Solar-Fabrik Gesellschaft für Produktion und Vertrieb von

solartechnischen Produkten mbH in Freiburg. Die Besonderheit dieser Fabrikationsstätte ist die, erstmals in Europa, vollständig CO₂-neutrale Produktion von Solarmodulen (seit 1998).

Die Solar-Fabrik GmbH ist ein privat finanziertes, mittelständisches und von Großunternehmen unabhängiges Unternehmen. Die Produktpalette des Unternehmens besteht aus Solarstrommodulen, Wechselrichtern, Montagezubehör und Systemlösungen, die im Geschäftsjahr 2000 von rund 80 Mitarbeitern hergestellt wurden.

Die Solarfabrik setzt zur Herstellung ihrer Solarmodule hocheffiziente Fertigungstechniken ein. Die Produktionslinien sind auf die Fabrikation von Solarmodulen bis zu einer Größe von 2m mal 1,5m ausgelegt. Im Jahr 2001 wurden mehr als 3 Millionen Solarzellen zu Modulen verarbeitet. Nachdem die Kapazität zunächst für 5 MW Solarmodule jährlich ausgelegt war, lag sie 2001 bereits bei 15 MW. Die Jahreskapazität 2001 wurde allerdings, trotz einer Steigerung der Produktionsziffer von 4,6 MW (2000) auf 7 MW (2001) nicht voll ausgelastet. Trotz dieser Nichtauslastung der Produktionskapazitäten im Jahre 2001 war die Solarfabrik der größte Hersteller von Serienmodulen in Deutschland. Im Anschluß an die Produkteinführung (05.2000) des Wechselrichters „convert 2000“, mit neuester DSP-Prozessortechnologie, gab die Geschäftsführung für das Geschäftsjahr 2000 ein positives Betriebsergebnis bekannt. Seit 1999 betreibt die SF eine Niederlassung in Südafrika.

Die erste Produktionslinie der Solarfabrik entstand in Zusammenarbeit mit dem Weltmarktführer SPIRE USA), so konnte das Know-how aus 20 Jahren FuE direkt zu Beginn des Produktionszyklus der Solar-Fabrik einfließen.

Besonderes Markenzeichen der Solarfabrik ist ihre CO₂-neutrale Produktion, die in Europa einzigartig ist. Mit der Anwendung erneuerbarer Energien im gesamten Produktionszyklus werden nicht nur die Betriebskosten gesenkt, sondern auch der erfolgreiche Einsatz der eigenen Produkte vorgeführt. Die konsequente Anwendung erneuerbarer Energien ist hier nicht nur Wettbewerbsfaktor, sondern auch Marketingkonzept. Das Resultat ist nach eigenen Angaben der SF nicht nur ein „gelungenes, zukunftsfähiges und richtungsweisendes Industriegebäude“, sondern auch architektonisch überzeugend.

Die regenerative Energieversorgung des Produktionsbetriebes wurde verknüpft mit Energiespartetechniken, was aus ganzheitlichen Aspekten als besonders vorteilhaft einzuschätzen ist:

- Die große Fläche der Glasfassade dient der passiv- solaren Beheizung.
- Die Frischluft wird über lange, unter dem Gebäude verlegte Erdkanäle vorgewärmt bzw. gekühlt.
- Es wurde eine 16 cm starke Wärmedämmung in den Bau integriert.
- Alle Fenster sind wärmeschutzverglast.

Die Energiegewinnung des Unternehmens wird durch Solarenergie und ein mit Rapsöl betriebenes BHKW gewährleistet. Die Solarenergie dient hier nicht nur der Beheizung des

Gebäudes, sondern auch der Stromerzeugung. Etwa 30% des Strombedarfs des gesamten Unternehmens (Büro u. Produktion) werden über 575 m² Solarstrommodule, die an unterschiedlichen Stellen des Gebäudes angebracht sind, gedeckt.

Das BHKW produziert mit hohem Wirkungsgrad Wärme und Strom und ergänzt das Energiekonzept. Als Brennstoff dient naturbelassenes Rapsöl. Das BHKW wird betrieben von der Freiburger Kraft und Wärme GmbH.

Des Weiteren wurde im Innenausbau und im umliegenden Grundstück großer Wert auf ökologische Verträglichkeit gelegt. Die Außenwände bestehen aus Kalksandstein (niedrige Herstellungsenergie, kurze Transportwege), die Oberfläche der Stahlkonstruktion wurde nicht behandelt. Auf PVC und FCKW wurde verzichtet, die Dämmung besteht aus natürlicher Zellulose und die Speicherwände innerhalb des Gebäudes bestehen aus Maggia-Granit.

5.5.3 Großräumige internationale Partnerschaften

5.5.3.1 Gemeinsam geht es besser, Synergieeffekte durch internationale Zusammenarbeit

Eine Begrenzung der nationalen erneuerbaren Energiequellen kann auf verschiedenen Ebenen gegeben sein: begrenzende Faktoren zur Erschließung der erneuerbaren Energien sind zum einen die Energieressource selbst, aber auch die technischen und wirtschaftlichen Möglichkeiten zur Erschließung derselben, die nutzbare Landfläche zur Aufstellung der Anlagen und die nationale Energienachfrage (HKF 2000).

Andererseits sind in vielen Ländern erneuerbare Energien im Überfluss vorhanden, sie können aber wegen fehlender technischer und wirtschaftlicher Ressourcen nicht erschlossen werden. Auch der lokale Bedarf ist oft nicht annähernd hoch genug, um die verfügbaren Energien auch in fernerer Zukunft vollständig ausschöpfen zu können. Auf der anderen Seite sind Länder mit hohem Energieverbrauch, wie Deutschland, mit viel geringeren regenerativen Ressourcen ausgestattet oder könnten Teile dieser Potenziale nur mit großem finanziellen Aufwand vollständig erschließen. Auch Landfläche zur Aufstellung der Anlagen ist in mitteleuropäischen Staaten sehr begrenzt. Betrachtet man als Beispiel Deutschland und Marokko, so sind die nationalen Potenziale beider Länder klein gegenüber dem synergetischen Potenzial, das erschlossen werden kann, wenn ein Energieverbund mit Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) regenerativ erzeugter Elektrizität entsteht (Abbildung 5-29).



Abbildung 5-29: Die europäischen und die im südlichen Mittelmeerraum befindlichen Potenziale erneuerbarer Energien sowie die synergetischen Potenziale einer Nord-Süd-Umweltallianz am Beispiel einer Energiepartnerschaft mit Marokko (qualitative Darstellung). Quelle: HGF 2000

Große Teile der international verfügbaren Potenziale erneuerbarer Energien sind auf lange Sicht überhaupt nur über einen internationalen Verbund erschließbar. Zum Beispiel übersteigen die Wasserkraft- und Geothermiepotenziale in Skandinavien und Island sowie die Solar- und Windstrompotenziale im Maghreb bei weitem den heutigen und absehbaren Eigenbedarf dieser Länder. Der weitaus größte Teil der weltweiten Ressourcen erneuerbarer Energien kann daher nur durch entsprechende Partnerschaften von Import- und Exportländern erschlossen werden. Ohne derartige Verbundlösungen zur Nutzbarmachung von Potenzialen wird die globale Stromversorgung die Herausforderungen des nächsten Jahrhunderts hinsichtlich Nachhaltigkeit – die in zahlreichen globalen Szenarien u.a. durch hohe Anteile erneuerbarer Energien zum Ausdruck kommt – nicht erfüllen können. Die Erschließung der Solar- und Windpotenziale speziell in Nordafrika ist zudem auch unter den Gesichtspunkten einer wirtschaftlichen und politischen Stabilisierung dieses Gebietes und seiner engen Beziehungen zu Europa zu sehen und zu beurteilen.

5.5.3.2 Technologien zur großräumigen Nutzung regenerativer Energiequellen

Die Übertragungskapazitäten im europäischen Verbundnetz sind heute weitgehend ausgelastet. Zur Nutzung entlegener regenerativer Energiequellen ist jedoch eine zusätzliche Übertragungsleistung über z.T. Tausende von Kilometern Entfernung notwendig. Als Ergänzung zu den bestehenden Verbundnetzen gewinnt die Fernübertragung von Gleichstrom (HGÜ) bei großen Übertragungsentfernungen zunehmend an Bedeutung gegenüber der Drehstromübertragung (DHÜ). Folgende Vorteile sprechen dabei für Gleichstrom (Häusler 1999, Rudervall et al. 2000).

- Stabiler Betrieb von Fernübertragungen auch bei Starklasten
- Keine Übertragungsblindleistung

Einfachere Organisation des Übertragungsbetriebes

- Niedrigerer Landschaftsverbrauch durch die Übertragungsleitungen
- Niedrigere Freileitungs- und Kabelkosten
- Tauglich zur Seekabelübertragung über mehr als 120 km Entfernung

Zwei Bipolleitungen mit etwa 2×4.000 MW Übertragungsleistung und einer Spannung von ± 600 kV können bei der HGÜ an 50 m hohen Masten installiert werden (Abbildung 5-30). Während bei einer gleichwertigen DHÜ eine 96 Meter breite Trasse notwendig wäre, genügt bei der HGÜ eine Trasse von 46 m Breite. Die größte Übertragungsleistung einer Bipolfreileitung wird durch die zulässige Ausfalleistung im angeschlossenen Drehstromnetz bestimmt, die derzeit in Westeuropa bei etwa 2.500 MW liegt. Technisch wäre es möglich, HGÜ-Bipole mit noch größerer Leistung auszulegen.

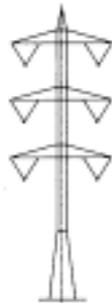
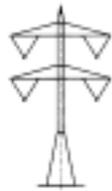
Übertragungsart Nennspannung	DHÜ 380 kV	DHÜ 750 kV	DHÜ 1.150 kV	HGÜ ± 600 kV
Mastbild				
Leiterquerschnitt Al/St in mm ²	805 / 102	805 / 102	805 / 102	805 / 102
Zahl der Teilleiter	4	4	6	4
Anzahl der Leiter	2 x 3	2 x 3	2 x 3	2 x 2
Widerstandsbelag in Ω/km	0,009	0,009	0,006	0,009
thermische Grenzleistung in MW	2×3.812	2×7.015	2×16.120	2×6.500
Übertragungsleistung bei 1 A/mm ² in MW	2×2.121	2×4.187	2×9.630	2×3.860
Verluste bei 1 A/mm ² in kW/km	2×280	2×280	2×421	2×187
relative Verluste pro 1.000 km bei 1 A/mm ²	13,2 %	6,7 %	4,4 %	4,8 %

Abbildung 5-30: Kenndaten von Freileitungen bei DHÜ und HGÜ /Quaschnig 1999/

Um die Versorgungssicherheit zu erhöhen, wird man aber vorzugsweise mehrere Leitungen parallel führen und abschnittsweise vermaschen. Die derzeitige Grenze der Übertragungsleistung liegt bei der HGÜ bei etwa 800 MW pro Kabel.

Die größten Übertragungsentfernungen mit Gleichstrom wurden bisher mit fast 2.000 km Entfernung als Zweipunktverbindungen über Land realisiert. Bei etwa 5.000 km Entfernung entstehen mit der heutigen Technik Verluste von etwa 20–25%. Bei Freileitungen sind heute Spannungen von ± 800 kV möglich, einpolige Seekabel sind bis 500 kV verfügbar. Die Übertragungskosten liegen in der Größenordnung von etwa 1 Pf/kWh pro 1.000 km Entfernung, sind aber wegen der Übertragungsverluste abhängig von den jeweiligen Gestehungskosten der übertragenen Energie /Häusler 1999/. Beispiele ausgeführter HGÜ- Verbindungen sind in Tabelle 5-11 dargestellt.

Auch in Europa bestehen mehrere HGÜ-Verbindungen, unter anderem das Baltic Cable zwischen Schweden und Deutschland mit 600 MW Übertragungsleistung, ± 450 kV Spannung und 250 km Länge. Die derzeit höchste Spannung von ± 600 kV wird in der 785 km langen Leitung des Itaipu Staudamms in Brasilien eingesetzt. Zwei Trassen mit je etwa 3.000 MW Leistung versorgen über 800 km Entfernung die Stadt Sao Paulo. Eine 3.000 MW HGÜ verbindet seit 1990 Delhi mit einem 814 km entfernten Kohlekraftwerk in Uttar Pradesh (ABB 2001).

Bezeichnung	Cahorra Bassa	Itaipu	New Zealand	Baltic Cable	Leyte-Luzon
Leistung MW	1930	2 x 3150	560	600	440
Quelle/Zweck	Wasserkraft für Industriegebiet in Pretoria	Wasserkraft für Sao Paulo	Wasserkraft aus dem Süden für Ballungsgebiete im Norden	Netzverbund Deutschland-Schweden, statt Kraftwerkszubaubau	Geothermiestrom für Manila
Spannung kV	± 533	± 600	-350	450	350
Landkabel km	1420	785 + 805	575	12	433
Seekabel km	0	0	42	250	19
Betrieb seit	1977	1984-87	1992	1994	1997

Tabelle 5-11: Einige ausgewählte HGÜ-Verbindungen (ABB 2001)

Insgesamt sind weltweit etwa 40 GW Leistung in insgesamt 55 HGÜ-Projekten realisiert). HGÜ wird auch schon heute zur Übertragung regenerativ erzeugten Stroms, insbesondere aus Wasserkraft und Geothermie genutzt). Auch wurde HGÜ bereits für die Erschließung von Windparks auf Gotland eingesetzt (ABB 1999). Einige der beschriebenen großen Wasserkraftprojekte, die erst durch HGÜ überhaupt erschlossen werden konnten, sind weltweit stark umstritten. Trotzdem ist der Einsatz dieser ausgereiften Technologie für den Stromtransport über große Entfernungen in vielen Ländern bereits heute Stand der Technik; ihre Bedeutung dürfte in Zukunft noch wachsen.

5.5.3.3 Stromimport aus erneuerbaren Energien: Energiekolonialismus oder Umweltpartnerschaft

Die HGÜ-Verbindung zum nordischen Verbundnetz NORDEL ist bereits ein erster Ansatz zum Import regenerativer Elektrizität, in diesem Fall stammt ein Teil des Stroms aus Wasserkraft in Norwegen und aus Biomassekraftwerken in Schweden. Noch ist das Import-Export Saldo in Deutschland jedoch ausgeglichen, so dass bisher noch kein Netto-Import erneuerbarer Energien stattfindet. Auch aus Russland und aus Nordafrika findet ein bedeutender Energieimport statt, hier allerdings in Form von Erdgas, einem der wichtigsten fossilen Primärenergieträger, der voraussichtlich in Zukunft noch an Bedeutung gewinnen wird.

Business as Usual könnte man meinen. Wenn es darum geht, die Solar- oder Windenergieressourcen Nordafrikas zur Stromversorgung Mitteleuropas zu nutzen, wird nicht selten von der Gefahr eines Energiekolonialismus gesprochen. Auch die Frage der Versorgungssicherheit wird hier verstärkt in Frage gestellt, obwohl auch der Erdgasimport aus Russland seit langem - sogar während des sogenannten Kalten Krieges - problemlos erfolgt.

Man kann heute davon ausgehen, dass wirtschaftliche Interdependenzen immer dann, wenn sie mit einem fairen Handel verbunden sind, politisch und sozial stabilisierend wirken und den Austausch von Wissen und Gütern fördern (Marquina und Brauch 2000). Eine oft als vermeintliches Ideal angeführte Energieautonomie Europas oder gar der Bundesrepublik Deutschland ist eine - in diesem Zusammenhang nicht einmal wünschenswerte - Utopie. Die Entwicklung der europäischen Stromversorgung zeigt es seit langem, und auch in Zukunft wird sich daran nichts ändern: Verbund verbindet und stabilisiert – nicht nur technisch sondern auch politisch. Eine Strategie des verstärkten Austausches erneuerbarer Energien über Grenzen und Kontinente hinweg liegt im übrigen auch voll auf der Linie der Liberalisierung der Energiemärkte.

Die Versorgungssicherheit ist durch den Import von Strom aus erneuerbaren Energien über eine oder mehrere HGÜ-Leitungen kaum gefährdeter als heute. Zwar ist die Angst, Terroristen könnten „unseren“ Strom durch Sabotage einer solchen Leitung praktisch abschalten, durchaus begründet, wie die Ereignisse des 11. September 2001 gezeigt haben. Dies ist jedoch auch ohne eine solche Übertragungsleitung direkt bei uns in Deutschland möglich, und das gleiche gilt auch genauso für die Erdöl oder Erdgas-Pipelines.

Das Gefährdungspotenzial nimmt also nicht zu. Im Gegenteil, die Abhängigkeiten wären in Zukunft diversifizierter, und damit die Auswirkungen solcher Anschläge - oder auch technisch bedingter Ausfälle - insgesamt geringer. Gleichzeitig könnte der Export der „solaren“ Energieressourcen zusätzlichen Wohlstand in den Erzeugerländern schaffen und - einen fairen Handel vorausgesetzt - eine friedensstiftende Wirkung entfalten. Angesichts drohender Klimaveränderungen und gesellschaftlicher Konflikte scheint eine solche Allianz zwischen Nord und Süd - konkret zwischen Europa, Nordafrika und dem mittleren Osten - ein äußerst sinnvoller Schritt zu sein .

Exkurs: Wasser ist ebenso wichtig wie Energie.

Doch Elektrizität ist nicht das einzige, was diese Länder benötigen. Viele Länder in Südeuropa und Nordafrika stehen heute vor der schweren Aufgabe, ihren zukünftig steigenden Wasserbedarf bei gleichzeitig zurückgehenden Niederschlägen kostengünstig und umweltfreundlich zu decken (WB 1994, UN 1998). Zu diesem Zweck werden zunehmend Meerwasserentsalzungsanlagen zum Einsatz kommen. Werden diese auf der Basis fossiler Energieträger betrieben, so werden wesentliche Ursachen der Wasserverknappung über den Treibhauseffekt noch verstärkt.

Solarthermische Kraftwerke können hier alternativ zur sauberen und kostengünstigen Erzeugung von Strom und Trinkwasser dienen. Mit Hilfe der Kraft-Wärme-Kopplung kann ein Teil des solaren Prozessdampfs zur thermischen Entsalzung von Meer- oder Brackwasser genutzt werden (Trieb 2001). Kern solcher Anlagen ist eine Dampfturbine, die mit Dampf aus konzentrierenden Sonnenkollektoren gespeist wird (Abbildung 5-31).

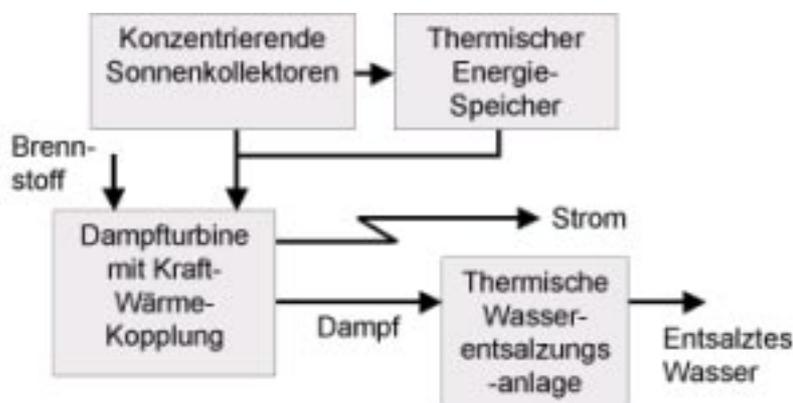


Abbildung 5- 31: Prinzipskizze eines solarthermischen Kraftwerks mit Kraft-Wärme-Kopplung zur Meerwasserentsalzung (Trieb 2001).

Die Erzeugung von entsalztem Wasser schafft bei typischen Erlösen von 1 - 1,5 EUR/m³ ein wertvolles zusätzliches Einkommen für Solarkraftwerksprojekte und verbessert ihre Wirtschaftlichkeit. Die zunächst „teure“ Solarenergie wird mit den bestmöglichen Wirkungsgraden von bis zu 80% in die Nutzenergien - Strom und Wasser - umgewandelt. Mit den zusätzlichen Erlösen aus der Wasserentsalzung werden - im Hybridbetrieb mit anfangs 25% und später über 80% Solaranteil - Stromgestehungskosten von etwa 0,04 bis 0,05 EUR/kWh erreicht, die bereits heute nahe an der Konkurrenzfähigkeit sind und zukünftig - im Gegensatz zu den Erzeugungskosten mit fossilen Energieträgern - im Verlauf der technischen Lernkurven eher fallen als steigen werden (Trieb et al 1998, WB 1999).

Die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung ermöglicht den Ferntransport des Solarstroms aus solchen Kraftwerken von Nordafrika nach Mitteleuropa. Die Übertragungskosten liegen im Bereich weniger Euro-Cents pro Kilowattstunde (Rudervall et al. 2000), so dass die Importkosten für reinen Solarstrom in Mitteleuropa von heute etwas über 0,10 EUR/kWh bis mittelfristig unter 0,06 EUR/kWh erreichbar wären (Abbildung 5-32).

Aus Sicht der Erzeugerländer wird dabei vorrangig entsalztes Wasser produziert, während der größte Teil des Solarstroms als ein in den zu erwartenden Größenordnungen nicht mehr allein regional nutzbares „Nebenprodukt“ exportiert wird. Auf diese Weise können die Solarenergiepotenziale Nordafrikas erschlossen und wirtschaftlich sinnvoll für den globalen Klimaschutz und für die friedliche Koexistenz von Nord und Süd nutzbar gemacht werden.

Die Mittelmeerländer sind von zurückgehenden Niederschlägen als Folge des Klimawandels betroffen. Fossil befeuerte Entsalzungsanlagen würden die Ursachen dieser Verknappung verstärken und große Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Kosten der Wasserversorgung schaffen. Eine beschleunigte Umstellung des Großverbrauchers Europa auf CO₂-freien Strom ist deshalb genauso im Interesse der Mittelmeerländer wie die Erzeugung großer Mengen Trinkwasser. Auf diese Weise kann eine Symbiose zum globalen Klimaschutz und zur nachhaltigen Entwicklung beider Regionen entstehen.

Solarthermische Kraftwerke können damit zu einer Schlüsseltechnologie werden, wenn es darum geht, kostengünstig und rechtzeitig die längerfristigen europäischen und nordafrikanischen Ziele zur Minderung von Treibhausgasemissionen zu erreichen. Außerdem werden die Kraftwerke dazu beitragen, das Risiko nationaler und internationaler Konflikte um die knappen und zunehmend teuren Güter Wasser und Energie zu reduzieren. Wichtige Voraussetzungen für die Realisierung sind eine entschlossene politische Flankierung und angemessene Erlöse für Strom und Wasser. Die erforderlichen Fernleitungen zur Solarstromübertragung können - ähnlich wie beim Straßenbau - als europäisches Infrastrukturprojekt von der Gemeinschaft und den direkt am Stromimport beteiligten Ländern getragen werden.

Ein überregionaler Stromverbund ist allgemein erwünscht. So haben die arabischen Mittelmeerländer in den letzten Jahren große Anstrengungen unternommen, um ein geschlossenes Netz herzustellen. Obwohl die Übertragungskapazitäten nach europäischen Maßstäben noch gering sind, profitieren die so verbundenen Staaten schon heute zum Teil von einer besseren Auslastung ihres Kraftwerksparks und erhöhter Versorgungssicherheit (EIA 2001). Ein weiterer Ausbau und vor allem eine Verstärkung der Netze ist bereits geplant (Abbildung 5-33). Ein mittelfristiges, auch von großen europäischen Energieversorgungsunternehmen wie der EDF (Frankreich) verfolgtes Ziel ist der Netzverbund um das Mittelmeer, der sogenannte Mediterranean Power Pool (MPP), der von der Europäischen Kommission und von den Mittelmeeranrainern politisch und finanziell unterstützt wird und bis 2015 fertiggestellt werden soll. Erste Schritte dazu erfolgten bereits im Jahr 1998 mit einer 400 kV- bzw. 700 MW-Verbindung zwischen Spanien und Marokko in der Straße von Gibraltar.

Berücksichtigt man den derzeit verstärkten Zubau fossiler Kraftwerkskapazitäten in Nordafrika insbesondere in Form von Öl- oder gasgefeuerten Gasturbinenkraftwerken und die vorhandenen Überkapazitäten großer Grundlastkraftwerke in Europa, so wird auch ein anderes mögliches Zukunftsszenario deutlich: Kernenergiestrom aus europäischen Grundlastkraftwerken in Verbindung mit fossil befeuerten Spitzen- und Mittellastkraftwerken in Nordafrika, die sich im überregionalen Verbund gut ergänzen, also eine - zumindest aus europäischer Sicht - weitgehend emissionsfreie und von den großen Strommonopolen

durchaus erwünschte Stromversorgung. So könnte ein auf Kernkraftwerke setzendes Europa die eigenen Klimaschutzziele erfüllen - die Emissionen fallen außerhalb an - und seine Kernkraftwerke besser auslasten. In der Bilanz wäre dies jedoch eine risikoreiche und wenig umweltfreundliche Lösung, von der gesellschaftlichen Brisanz einer verstärkten Ausbeutung der nordafrikanischen fossilen Energieressourcen und dem „Ablasshandel“ bezüglich der entstehenden Treibhausgasemissionen ganz zu schweigen.

Die eingangs beschriebene Nord-Süd-Allianz mit dem Ziel des gemeinsamen Klimaschutzes und des fairen Energiehandels auf der Basis regenerativer Energien wäre eine nachhaltige Alternative zu diesem Szenario, und könnte die derzeit entstehende großräumige Verbund-Infrastruktur wesentlich sinnvoller nutzen.

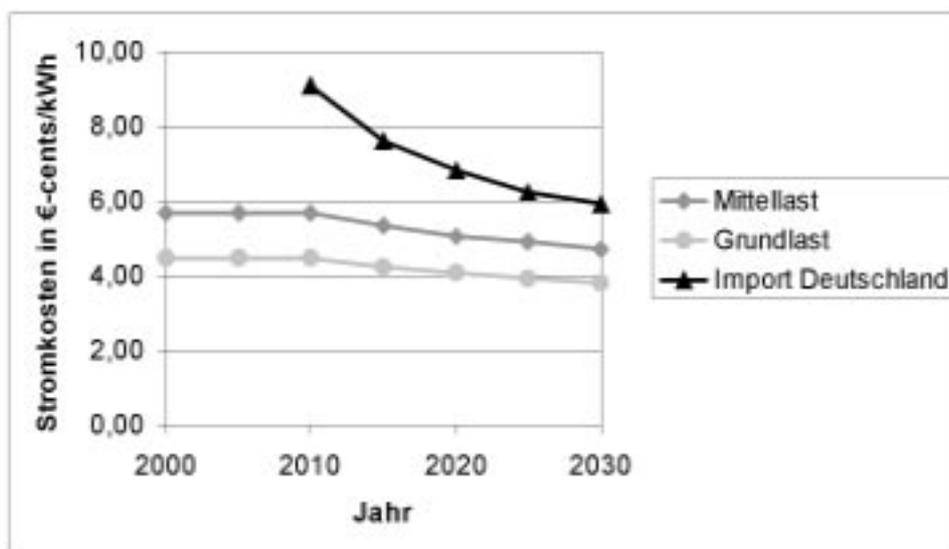


Abbildung 5-32: Voraussichtliche Entwicklung der Stromgestehungskosten solarthermischer Kraftwerke mit Gutschrift aus der Wasserentsalzung von 1,75 EUR/m³ (Mittellast) bzw. 1,30 EUR/m³ (Grundlast).

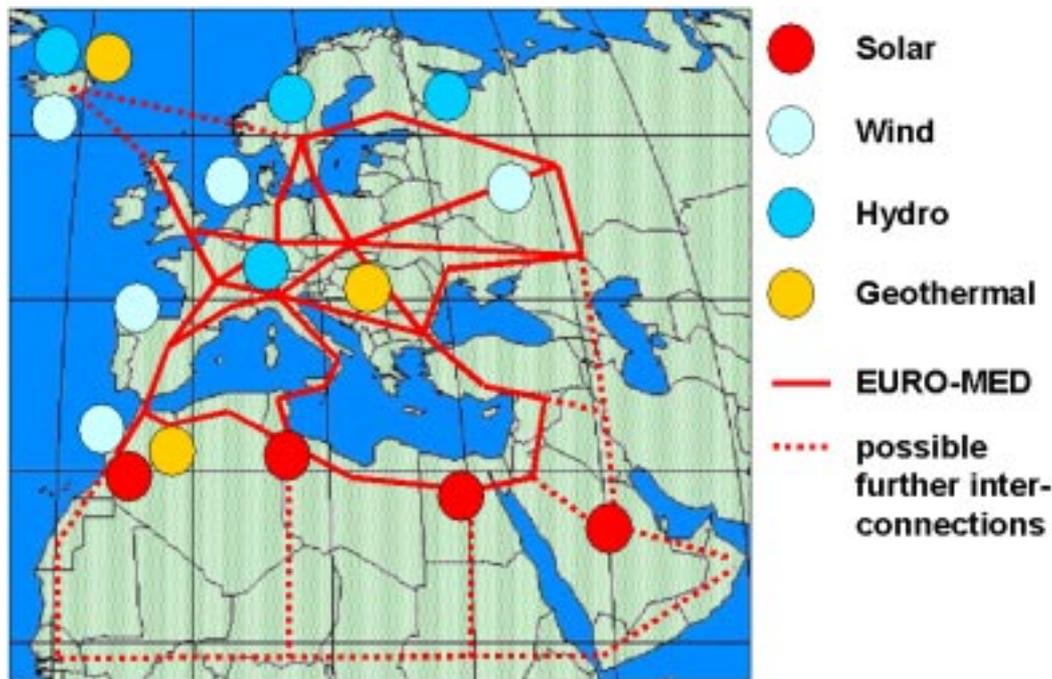


Abbildung 5-33: Hochspannungsnetz (über 220 kV) im Mittelmeerraum bis zum Jahr 1995. Inzwischen fertiggestellt sind die Verbindungen Tunesien-Libyen-Ägypten (1998), Ägypten-Jordanien (1998), Jordanien-Syrien (1999), Marokko-Spanien (1998), die Fertigstellung der Verbindung Ägypten-Jordanien-Syrien-Türkei-Irak ist bis 2002 vorgesehen, der gesamte Mediterranean Power Pool bis 2015 /EIA 2001/.

5.6 Ein Blick auf die Kosten - wird unser Strom zu teurer ?

Zu Beginn des 21. Jahrhunderts wird der Einsatz erneuerbarer Energien zwar von der Mehrheit der Verbraucher befürwortet, aber nur wenige sind bereit, dafür auch freiwillig mehr zu bezahlen. Nur im Rahmen öffentlicher Förderprogramme des Bundes, der Länder und zahlreicher Kommunen, vor allem des Erneuerbaren Energiengesetzes (EEG), gelingt es derzeit, die Zusatzkosten aufzubringen, die erforderlich sind um größere Märkte und energiewirtschaftlich relevante Beiträge von erneuerbaren Energien zu erzielen. Im Jahr 2000 wurden so rund 1,3 Mrd. EUR/a (0,7 Mrd. EUR/a allein mittels des EEG) letztlich von den Verbrauchern aufgebracht, um immerhin rund 5 Mrd. EUR/a in Anlagen zu investieren. Damit sind einige Technologien, insbesondere die Windenergie, aus dem Stadium der „Pioniermärkte“ herausgewachsen. Allein die Bereitschaft einiger Bürger, etwa mittels „Grünem Strom“ den erneuerbaren Energien zum Wachstum zu verhelfen würde dazu nicht ausreichen. Für den Durchschnittsverbraucher ist Strom gleich Strom; Qualitätsunterschiede wie z.B. beim Kauf eines Autos, welche die Mehrkosten subjektiv rechtfertigen würden, sind beim Strom nicht unmittelbar spürbar. Dies senkt die Anreize, dafür mehr Geld auszugeben.

Eine besondere Sorge von Wirtschaft und Politik ist die, in eine Dauersubvention für erneuerbare Energien zu geraten, wie es z.B. bis heute bei der deutschen Kohle der Fall ist, oder - wie bei der Kerntechnik - auf Technologien zu setzen, die letztlich aus Sicherheits-

oder anderen Gründen von der Bevölkerung abgelehnt werden. Tatsächlich sind viele der regenerativen Energiequellen im Jahr 2000 noch relativ teuer und können sich deshalb nur im Rahmen energiepolitischer Unterstützung durchsetzen. Dies ist aber ganz naheliegend. Jede Technologie durchläuft nach ihrer Erfindung bzw. ersten Einsatzbereitschaft eine Lernkurve, das heißt ein Zeitspanne, in der die Technologie reift, die Märkte sich etablieren, damit die industrielle (Massen-) Produktion einsetzt und somit die Kosten sinken. Solche Lernkurven sind für verschiedene regenerative Energietechnologien in Abbildung 5-34 dargestellt. Relativ am stärksten sinken danach die (noch hohen) Kosten der Photovoltaik mit einem mittleren Lernfaktor von 0,78. Die meisten Technologien erreichen Werte zwischen 0,8 und 0,9.

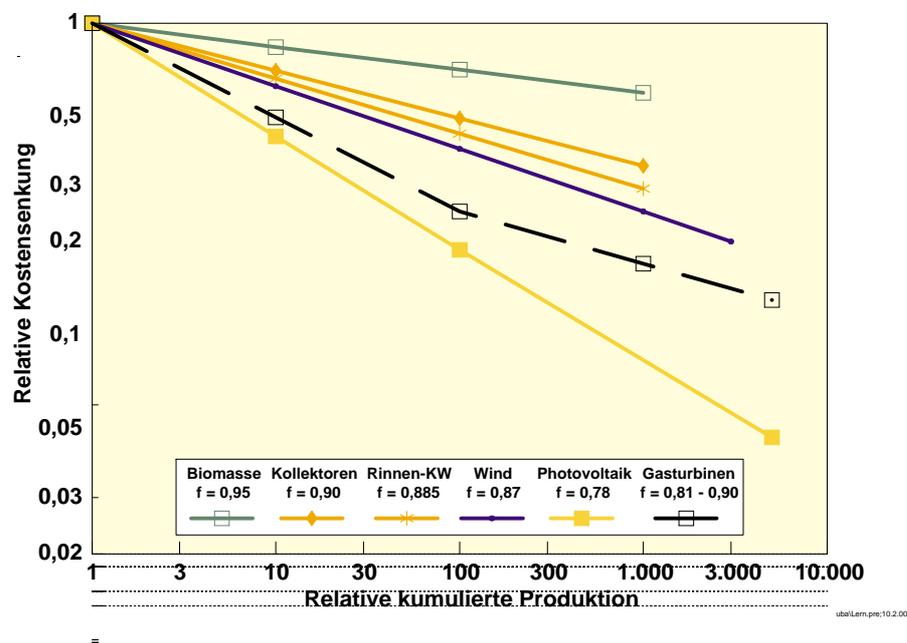


Abbildung 5-34: Normierte Lernkurven verschiedener Technologien aus dem Bereich erneuerbare Energien in logarithmischer Darstellung (ein Lernfaktor von 0,9 bedeutet, dass bei Verdopplung der kumulierten Produktion die Kosten um $(1-0,9) \cdot 100 = 10\%$ sinken)

Ohne Stromimport beläuft sich die technische Potenzialuntergrenze der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf rund 450 TWh/a, (HGF 2001). In Falle der Erschließung der Potenziale des Stromimports könnte der heutige Stromverbrauch Deutschlands praktisch vollständig mit regenerativen Energien gedeckt werden. Für die Ableitung kostenoptimaler Zubaustrategien müssen diese technischen Potenziale jedoch nach Kostenklassen getrennt werden. Wie aus Abbildung 5-34 ersichtlich ist, besitzen außer der Wasserkraft und der Biomasse alle Technologien noch teilweise beträchtliche Kostenreduktionsmöglichkeiten, die wesentlich von ihren Marktvolumina abhängen. Detailliertere Analysen führen daher zu einer vom Zeitpunkt der Nutzung abhängigen Kostenstruktur der Potenziale (Abbildung 5-35).

Derzeit existiert ein kostengünstiges Potenzial mit Stromkosten bis zu 0,075 EUR/kWh in Höhe von rund 25 TWh/a. Zwischen 0,075 und 0,125 EUR/kWh können rund 65 TWh/a erschlossen werden. Weitere 190 TWh/a kosten mehr als 0,125 EUR/kWh, davon allein 150 TWh/a die Photovoltaik. Das kostengünstige Potenzial allein reicht damit nicht aus, um die bis 2010 angestrebte Verdopplung zu erreichen. Dazu muss auf die nächste Potenzialklasse zurückgegriffen werden. Stromerzeugung aus Geothermie steht derzeit noch nicht zur Verfügung; Stromimport wird erst im Potenzial 2020 berücksichtigt. Wird das Verdopplungsziel mit einem ausgewogenen Technologiemix umgesetzt – d.h. wird die Marktentwicklung aller Technologien ausreichend stimuliert - so wächst das kostengünstige Potenzialsegment mit Kosten zwischen 0,05 und 0,075 EUR/kWh infolge Kostendegressionen und Marktzutritt neuer Technologien (Offshore-Wind; Geothermie) bis 2010 auf rund 90 TWh/a. Aus demselben Grund wächst das Gesamtpotenzial auf rund 450 TWh/a. Längerfristig (ab 2020) kann durch weitere Mobilisierung aller Technologien das kostengünstige Potenzialsegment (Kosten < 0,075 EUR/kWh) auf rund 350 TWh/a anwachsen, das Gesamtpotenzial 600 TWh/a überschreiten. Hauptursache dafür ist der dann mögliche Stromimport aus solarthermischen Kraftwerken und die breite Ausnutzung von Wind-Offshore- und Geothermie-Potenzialen.



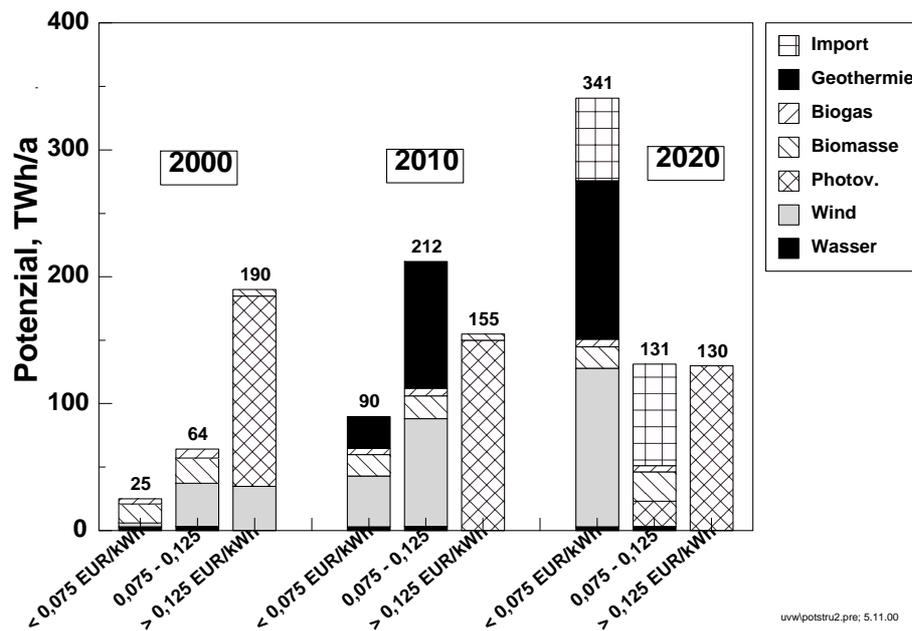


Abbildung 5-35: Kostenstruktur der in den Jahren 2000, 2010 und ab 2020 verfügbaren Potenziale von erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung.

Auch die konventionellen Technologien auf der Basis fossiler Energiequellen haben im Laufe ihrer Entwicklung Lernkurven durchlaufen. Mit zunehmender Reife flachen die Lernkurven ab (Beispiel Gasturbine in Abbildung 5-34), können sich aber durch neue Entwicklungserfolge auch wieder verstetigen. Forschung und Entwicklung, neue Materialien und immer leistungsfähigere Mikroprozessoren führen noch heute sogar bei Dampfkraftwerken zu abnehmenden Kosten, obwohl diese schon seit fast hundert Jahren eingesetzt werden. Irgendwann wird allerdings bei jeder Technologie ein Niveau erreicht, unter das die Kosten nicht weiter sinken. Teilweise können sich durch sich ändernde Anforderungen, z.B. an die Reinigung oder Vermeidung von Emissionen, Kosten auch wieder erhöhen.

Beim Vergleich von regenerativen Technologien (und ebenso von Effizienz-Technologien) mit Energietechniken, die fossile Brennstoffe (und eingeschränkt nukleare Brennstoffe) nutzen, sind besonders zwei Aspekte von Bedeutung:

- Die Technologien zur Stromerzeugung auf der Basis fossiler Energieträger sind heute schon weitgehend ausgereift, d.h. die Anlagenkosten z.B. für Dampfkraftwerke liegen bereits in der Nähe des unteren Niveaus; weitere Kostensenkungen ändern die Kostenrelationen nicht mehr grundsätzlich. Die meisten regenerativen Technologien sind als „junge“ Technologien dagegen noch deutlich davon entfernt

- Den Lernkurven unterliegende Technologiekosten sind bei der fossilen Energienutzung nur ein Teil der Gesamtkosten. Meist sind die Kosten für Brennstoffe ein ebenso signifikanter oder sogar größerer Anteil. Sie sind zudem sowohl kurzfristigen Preisschwankungen als auch längerfristigen Preisanstiegen ausgesetzt.

Letzteres wird besonders bedeutsam, wenn entweder die fossilen Ressourcen knapp werden, die Umwelt an die Grenzen ihrer Aufnahmefähigkeit für deren Umwandlungsprodukte stößt oder aber wenn machtpolitische Konflikte um die regional sehr ungleich verteilten Ressourcen zu einer vorzeitigen, künstlichen Verknappung dieser Ressourcen führen. Offen ist wann die Kosten (deutlich) steigen werden. Für Erdöl wird der Zeitpunkt maximaler Förderung zwischen 2010 und 2020 erwartet; nach dem Überschreiten dieses Zeitpunktes können selbst sehr kleine Lücken zwischen Angebot und Nachfrage zu deutlich steigenden Ölpreisen führen. Ähnliches gilt auch für Erdgas, allerdings sind die zeitlichen Spielräume hier etwas größer (TAB 2000). Dies bedeutet, dass wesentliche Ressourcen für den konventionellen, fossil betriebenen Kraftwerkspark in einigen Jahrzehnten knapp und damit teurer werden. Lediglich Kohle ist aus heutiger Sicht reichlich verfügbar, sodass hier nur relativ geringe Kostenanstiege erwartet werden. Als besonders kohlenstoffreicher Primärenergieträger unterliegt sie aber am stärksten allen preissteigernden Maßnahmen eines effektiven Klimaschutzes.

Die Erwartungen zu zukünftigen Energiepreisanstiegen orientieren sich weitgehend am Rohölpreis als Leitpreis. Eine repräsentative Bandbreite liegt für 2010 zwischen 24 \$/barrel und 30 \$/barrel. Längerfristige Schätzungen für 2030 bewegen sich zwischen 30 und 43 \$/barrel (BaWü 2001; Enquete 2001). Die aus diesen Annahmen resultierenden Stromgestehungskosten für neue Großkraftwerke auf Erdgas- und Steinkohlebasis sind in Abbildung 5-36 erläutert.

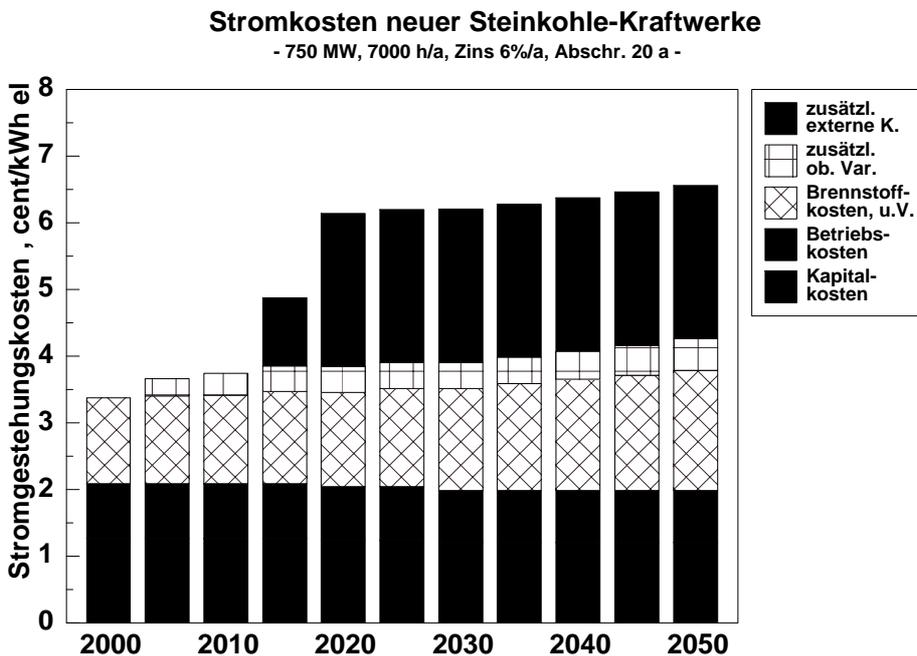
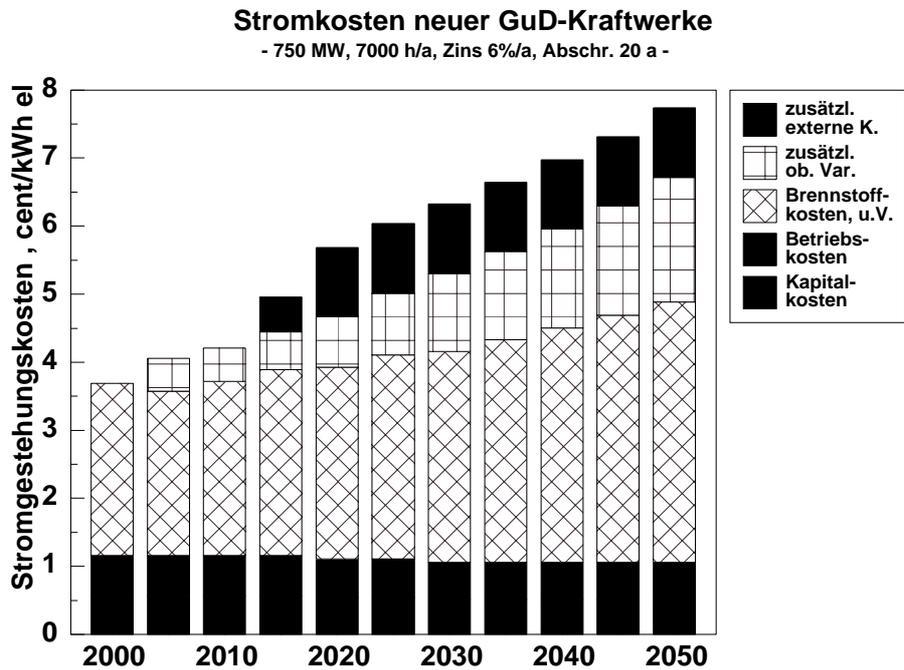


Abbildung 5-36: Stromgestehungskosten neuer Großkraftwerke auf Erdgasbasis (oben) und Steinkohlebasis (unten) bei unterschiedlichen Preisanstiegen der Primärenergie und unter Einbeziehung externer Kosten, beginnend in 2010.

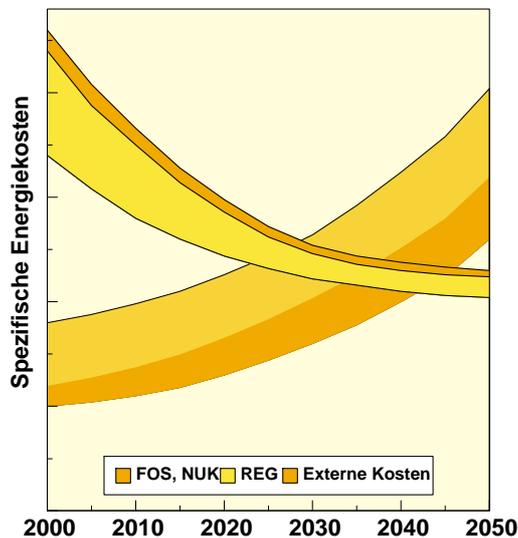
Neukraftwerke können heute in der Grundlast (7000 h/a) Strom zwischen 3,2 und 3,6 Cent/kWh bereitstellen. Für Steinkohle erhöhen sich diese Kosten selbst bis 2050 nur relativ gering auf rund 4 Cent/kWh; für Gaskraftwerke sind dagegen für den selben Zeitpunkt bereits Stromkosten zwischen 5 und 6,5 Cent/kWh zu erwarten. Berücksichtigt man zusätzlich die externen Kosten dieser Art der Stromerzeugung (Steinkohle 2,25 Cent/kWh; Gas-GuD 1,0 Cent/kWh (Krewitt 2001)), so gelangt das Stromkostenniveau beider Kraftwerksarten in einen Bereich zwischen 6,5 Cent/kWh (Kohle) und 7,5 Cent/kWh im Jahr 2050, ist also um den **Faktor 2** höher als die Stromkosten heutiger Neukraftwerke und um den **Faktor 4** höher als Strom aus heutigen Altkraftwerken.

Die Energieressourcen regenerativer Stromerzeugungsanlagen unterliegen dagegen keiner zukünftigen Verknappung⁷. Dies bedeutet, dass nur ihre Ergiebigkeit an einem bestimmten Standort und die Anlagenkosten den Preis bestimmen, und diese sind wiederum ausschließlich vom aktuellen Know-how und dem Reifegrad der Technologie - also von der Lernkurve - abhängig. Wenn zukünftig, bei voll entwickelter Technologie das niedrigste Kostenniveau erreicht sein wird, gibt es keinen ersichtlichen Grund dafür, dass die Kosten dann wieder ansteigen werden⁸.

Dies ist ein grundsätzlicher Unterschied zwischen erneuerbaren und fossilen Energieträgern: die Kosten erneuerbarer Energien werden abhängig von ihren Lernkurven bis zu einem bestimmten Minimalwert fallen und im Rahmen normaler Schwankungen des Marktes mehr oder weniger auf diesem Niveau bleiben, die Kosten fossiler Energieträger werden dagegen zukünftig ansteigen. Ein Schnittpunkt der beiden Kostenkurven ist also weitgehend sicher und damit auch die langfristige Ablösung der fossilen durch die erneuerbaren Energieträger schon aus rein wirtschaftlichen Gründen angezeigt (Abbildung 5-37). Wann dieser Schnittpunkt eintritt, hängt von zahlreichen Einflussgrößen ab. Beschleunigt wird dieser Vorgang, wenn die externen Kosten der Energieerzeugung mit angerechnet werden, oder wenn extreme Umweltschäden und regionale Konflikte zwangsläufig zu einem schnelleren Anstieg der fossilen Energiekosten führen.

⁷ Hier ist nicht die mögliche Verknappung von Standorten für Neuanlagen bei Ausschöpfung des gesamten Potenzials einer Region gemeint (wie z.B. bei der Wasserkraft), sondern die Verknappung der Ressourcen für bereits laufende Anlagen analog zu der Verknappung fossiler Brennstoffe.

⁸ Dies ist nur zu erwarten, wenn Standorte für Neuanlagen knapp werden. Der Ausschöpfungsgrad der meisten erneuerbaren Energien mit Ausnahme heimischer Wasserkraft und Biomasse ist jedoch bis 2050 noch so gering, dass auch dann noch große Spielräume für den Ausbau vorhanden sind .



REG

- Junge Technologien; Technologiefortschritt und Kostendegressionen groß
- Unbegrenzte, großräumige Verfügbarkeit
- Global einsetzbar; nicht mißbrauchsfähig, nahezu keine Gefährdungen
- Externe Kosten gering (Anlagenerstellung)

FOS, NUK

- Begrenzt; regionale Ungleichverteilung
- Preise längerfristig steigend
- NUK als FOS-Ersatz verlangt teure und risikoreiche Systeme (Brüter)
- NUK kaum global einsetzbar; mißbrauchsfähig; Großrisiken
- Externe Kosten: FOS langfristig prohibitiv (Klima); NUK: potentiell prohibitiv

Abbildung 5-37: Qualitative Darstellung des zukünftigen Kostenverlaufs regenerativer und fossil-nuklearer Energietechnologien mit stichwortartiger Nennung der wichtigsten Gründe.

Erneuerbare Energiequellen stellen daher tatsächlich die einzige vertretbare Option dar, um auch langfristig relativ stabile Energiekosten – allerdings auf höherem Niveau als derzeit - zu erhalten. Da die Emissionen aus fossilen Energieträgern bis zur Mitte des 21. Jahrhunderts außerdem noch aus Gründen des Klimaschutzes substantiell reduziert werden müssen, stellt sich nicht mehr die Frage nach dem „ob“, sondern nur noch nach dem „wie“ und „wann“ der Einführung regenerativer Quellen.

Eine Sorge dabei ist, dass die notwendigen Zusatzaufwendungen für einen solchen Umbau und die erzielbaren mittleren Stromgestehungskosten zwischenzeitlich Ausmaße annehmen könnten, die für unsere Volkswirtschaft im internationalen Wettbewerb schädlich wären. Demgegenüber ist allerdings abzuwägen, welche wirtschaftlichen Vorteile in Staaten oder Regionen entstehen, die als erste erfolgreich in der Lage sind, die global wachsenden Märkte für regenerative und Effizienz-Technologien zu besetzen („first mover advantage“). Schließlich handelt es sich, wenn man sich an Szenarien der zukünftigen globalen Energieversorgung orientiert, um Märkte in der Größenordnung von 250 Mrd. EUR/a im Jahr 2030 und von 400 – 500 Mrd. EUR/a um 2050.

Ein Umbau in Richtung regenerativer Energieversorgung muss dennoch auch schon mittelfristig wirtschaftlichen Kriterien genügen, um nachhaltig zu sein. Folgende Prinzipien sind dabei zielführend:

- 1. Das Energieversorgungssystem ist zeitlich vorrangig zu optimieren und wesentlich effizienter zu gestalten:** In den meisten Fällen ist kurz- bis mittelfristig eine rationellere Nutzung von Energie oder die Vermeidung unnötigen Energieeinsatzes kostengünstiger als die Bereitstellung regenerativer Energien. Diese technologischen Optionen sollten daher möglichst rasch in allen Verbrauchssektoren umgesetzt werden, damit anschließend erneuerbare Energien große Anteile dieses verminderten Energieumsatzes decken können
- 2. Die Kosten während der gesamten Aufbauphase von erneuerbaren Energien sind zu minimieren:** Die Nutzung der regenerativen Energiepotenziale sollte an möglichst ergiebigen Standorten mit jeweils gut angepassten Anlagen erfolgen, um eine möglichst hohe Auslastung der installierten Anlagen zu erreichen. Der Ausbau sollte möglichst geringe Ausgleichsanforderungen an den Netzbetrieb stellen, um geringe Kosten für den Umbau der Netze und der fossilen Reserveleistung zu erzielen. Daraus ergibt sich die Forderung nach möglichst guter zeitlicher Anpassung von Energienachfrage und regenerativem Energieangebot, was durch einen entsprechend ausgewogenen Mix von Energiequellen und laststeuerenden Maßnahmen erreicht werden kann.
- 3. Rechtzeitig sind alle relevanten Technologien in der „richtigen“ zeitlichen Abfolge zu mobilisieren:** In Abwägung zu Punkt 2 sind im Sinne einer Vorsorge auch heute noch teurere Technologien (Photovoltaik) oder noch zu demonstrierende Technologien (HDR-Stromerzeugung) in den Markt zu bringen, damit sie zu einem späteren Zeitpunkt die über mehrere Jahrzehnte erforderliche Marktdynamik übernehmen können. Sie dürfen andererseits nicht zu rasch die Märkte dominieren, da sonst die mittleren Energiegestehungskosten unnötig hoch werden (vgl. dazu Abbildung 5-38). Aus dieser Sicht sind manche Ausbauszenarien für erneuerbare Energien suboptimal angelegt.
- 4. Unterkritische Förderung vermeiden:** „Unterkritische“ Förderung sollte vermieden werden. Sie erlaubt zwar das Überleben einer Technologie, aber keine rasche Produktionssteigerung und Marktdurchdringung. Sowohl der Anreiz sinkender Kosten als auch die rasche Rückkopplung praktischer Erfahrungen zurück in die Weiterentwicklung unterbleiben. Die Förderung einer bestimmten Technologie sollte grundsätzlich ein möglichst rasches Durchlaufen der Lernkurve befördern. Reicht sie dazu nicht aus, so ist sie als Langzeitsubventionierung auf unnötig hohem Kostenniveau nur eine teure Notlösung.

Das Nachhaltigkeitsszenario und im speziellen der Ausbaupfad für erneuerbare Energien orientieren sich an diesen Grundsätzen. Aus den Ausbauratens der einzelnen Technologien ergibt sich der in Abbildung 5-38 dargestellte zeitliche Verlauf der mittleren Stromgestehungskosten des Ausbaus erneuerbarer Energien bis 2050. Die mittleren Stromgestehungskosten (ohne ältere abbeschriebene Wasserkraftwerke) sinken von derzeit rund 8 cent/kWh auf längerfristig 6 cent/kWh. Sie sind – das deutet die Abbildung ebenso an – in unterschiedlicher Weise (in Abhängigkeit der Entwicklung der Energieträgerpreise) konkurrenzfähig zu den Gestehungskosten konventioneller Kraftwerke.

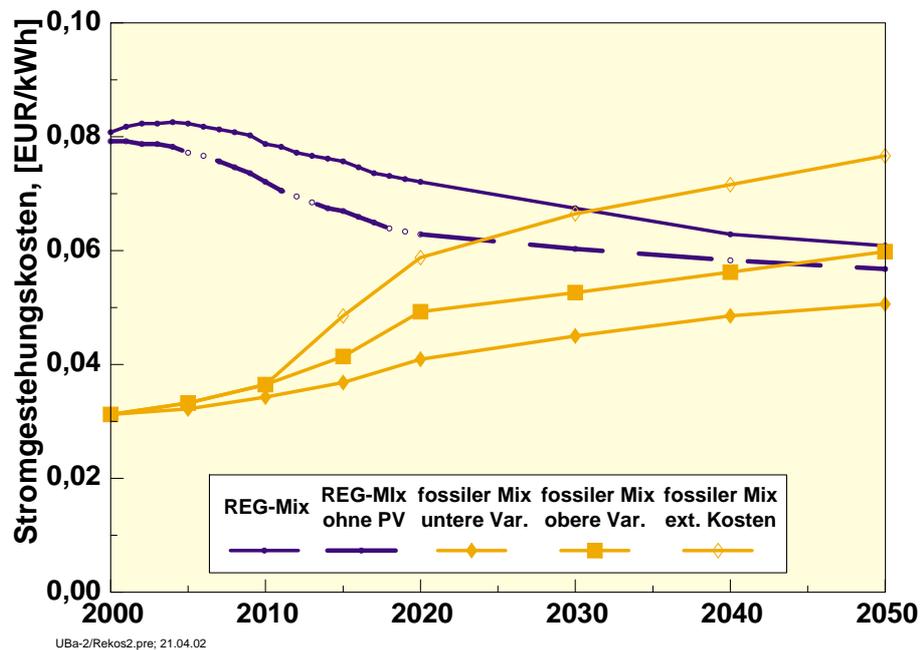


Abbildung 5-38: Entwicklung der mittleren Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energien im Szenario Nachhaltigkeit mit und ohne anteiliger Stromerzeugung aus Photovoltaik im Zeitverlauf im Vergleich zu einem Mix aus neuen fossilen Kraftwerken in Abhängigkeit unterschiedlicher Anstiege der Preise für Steinkohle und Erdgas (untere/obere Variante) bzw. unter Berücksichtigung von externen Kosten

Im Jahr 2050 weisen nur noch die Photovoltaik, der Stromimport aus solarthermischen Kraftwerken und die Stromerzeugung aus Geothermie nennenswerte Gradienten in der Lernkurve - also noch weitere Kostensenkungspotenziale - auf. Die anderen Technologien sind bereits auf ihrem niedrigsten Kostenniveau angelangt oder nahe daran. Die Stromgestehungskosten für den gesamten regenerativen Energiemix bewegen sich danach zwar noch weiter nach unten, dies aber nicht mehr gravierend, sodass sich auf lange Sicht ein stabiles Kostenniveau zwischen 5 und 5,5 Cent/kWh einstellen kann. Ersichtlich ist auch die in den vorgenannten Punkten 2 und 3 angesprochene erforderliche Balance zwischen heute kostengünstigen und längerfristig erforderlichen Technologien (z. B. Photovoltaik). Letztere verteuert die mittleren Kosten mittelfristig bis zu etwa 1 Cent/kWh. Auch längerfristig bleiben noch Kostenunterschiede, so dass ihr Beitrag unter mitteleuropäischen Einstrahlungsbedingungen ein bestimmtes Ausmaß nicht übersteigen sollte. Im Nachhaltigkeitsszenario sind dies in 2020 allerdings immerhin knapp 6 GW und in 2050 rund 23 GW installierte Leistung, der Anteil an der gesamten Stromerzeugung ist dennoch weiter bescheiden.

Eine Gegenüberstellung der Abbildungen 5-36 und 5-38 präzisiert die in Abbildung 5-37 erläuterte qualitative Entwicklung. Unter Einbeziehung externer Kosten ist die Stromerzeugung auf der Basis erneuerbarer Energien ohne Photovoltaik bereits ab 2020 kostengünstiger (mit Photovoltaik erst ab 2030); ohne Berücksichtigung dieser anderweitig so-

wieso anfallenden Kosten würde der break even Punkt - je nach Preisanstieg fossiler Energien - jedoch erst ab 2040 bis 2050 erreicht⁹. Eine angemessene Förderung erneuerbarer Energien stellt sich damit keinesfalls als Dauersubvention, sondern im Gegenteil als vernünftige Investition in eine auch ökonomisch nachhaltige Energieversorgung dar. Je effektiver externe Kosten der gegenwärtigen Energieversorgung in betriebswirtschaftlich wirksame Preise umgesetzt werden, desto geringer fällt diese scheinbare „Subvention“ aus.

Die für diesen Zweck aufzuwendenden zusätzlichen Aufwendungen (Abbildung 5-39; einschließlich der Aufwendungen für die Wärmeversorgung) gegenüber den anlegbaren Preisen der jeweiligen konventionellen Energieversorgung steigen zunächst infolge des beschleunigten Zubaus erneuerbarer Energien und der bis 2020 erwarteten relativ geringen Preisanstiege konventioneller Energien. Je nach weiterem Preisverlauf erreichen sie zwischen 2020 und 2035 ein Maximum, um dann wieder zu sinken.

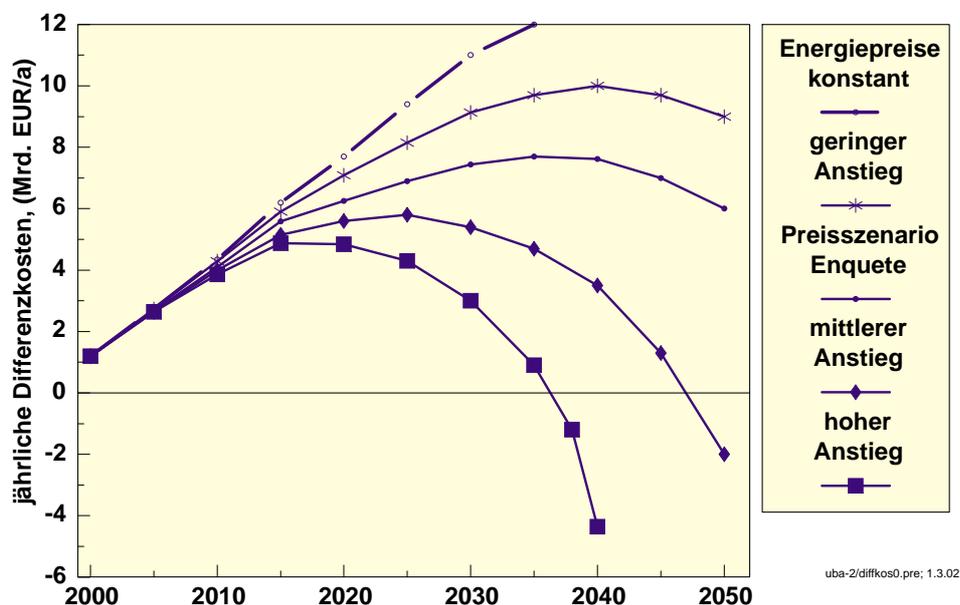


Abbildung 5-39: Jährliche Differenzkosten zu den jeweils anlegbaren Energiepreisen im Nachhaltigkeitsszenario für verschiedene Energiepreisanstiege (bis 2020 in allen Varianten nahezu konstant bis sehr gering; bis 2050: gering (Analyseraster Enquête-Kommission): 1,4-facher, mittel : ca. 2,1-facher, hoch: ca. 2,8-facher realer Preisanstieg der anlegbaren Endenergiepreise gegenüber heute; als Vergleich das Preisszenario der Enquete-Kommission)

Nach Durchschreiten der Nulllinie ist das Nachhaltigkeitsszenario auch ökonomisch vorteilhafter als eine Entwicklung, die weiterhin auf fossile Energien aufbauen würde. Je nach Preisannahmen kann dies – wie auch schon durch Vergleich der Abbildungen 5-36 und 5-

⁹ Dabei sind Netzkosten auf der Hochspannungsebene (Größenordnung 1 Cent/kWh) noch nicht berücksichtigt, die für alle konventionellen Großkraftwerke, aber nur für einen Teil der REG-Anlagen (Off-shore Wind; Stromimport) aufzubringen sind

38 bestätigt – zwischen 2030 und 2050 der Fall sein. Im Fall bis 2050 nur geringfügig steigender fossiler Energiepreise – was angesichts der Verknappungstendenzen eine eher unwahrscheinliche Annahme ist – nähmen dagegen die Differenzkosten beträchtliche Ausmaße an und verblieben bis weit in die zweite Hälfte des 21. Jahrhunderts im positiven Bereich. Ein Ausbau der erneuerbaren Energien entsprechend der Intensität im Nachhaltigkeitsszenario wäre dann nicht sinnvoll durchhaltbar. Bei höheren Preisanstiegen können sich im Gegensatz dazu die bis 2030/2040 aufgelaufenen Vorleistungen rasch amortisieren (für einzelne Technologien teilweise sehr viel früher); es zeigt sich dann der doppelte Gewinn des Umbaus der Energieversorgung: **ökologisch nachhaltig und ökonomisch vorteilhaft**.

Die Botschaft an die Energiepolitik aus diesen Ergebnissen lautet:

Eine Unterstützung der erneuerbaren Energien muss ausreichend lang bestehen, aus heutiger Sicht – abgestuft nach Technologien – mindestens bis zum Jahr 2020. Dies verlangt eine außerordentlich zielstrebige und langfristig angelegte Energiepolitik. Die durch die Vorleistungen hervorgerufenen spezifischen Mehrbelastungen sind mit maximal 0,5 Cent/kWh allerdings relativ gering auch wenn es sich gesamtwirtschaftlich um Beträge bis zu maximal 7,5 Mrd. EUR/a (vgl. Preisszenario Enquête in Abbildung 5-39) handelt.

Das für einen selbsttragenden Ausbau der erneuerbaren Energien erforderliche Strom- und Wärmekostenniveau liegt bei etwa dem Zweifachen der heutigen Werte (für Strom und Wärme aus Neuanlagen). Rationelle Energienutzung reduziert die absoluten jährlichen Mehrkosten allerdings auf real 30% bei einem deutlich höheren Pro-Kopf-Einkommen als heute.

Die eingangs gestellte Frage, ob die Stromversorgung in der Bundesrepublik Deutschland in Zukunft wesentlich teurer wird, lässt sich also folgendermaßen beantworten:

- Nur dann, wenn nicht rechtzeitig und vor allem langanhaltend in den Umbau der Stromversorgung hin zu einem erhöhten Anteil regenerativer Energien investiert wird.
- Nur dann, wenn die o.g. wirtschaftlichen Kriterien bei einem solchen Umbau nicht angemessen berücksichtigt werden.
- Nur dann, wenn nicht ein fairer Energiehandel auf der Basis regenerativer Energien zwischen den Ländern des Nordens und des Südens aufgebaut wird.

In verträglichen Grenzen bleiben dagegen die Energiekosten, wenn ein Umbau der Energieversorgung in groben Zügen dem Nachhaltigkeitsszenario erfolgt. Der dort skizzierte Umbau der Stromversorgung ist nicht nur im Sinne des Umwelt- und Klimaschutzes wünschenswert und stellt eine sinnvolle Maßnahme zur Vermeidung unnötiger globaler Risiken dar, sondern er ist letztlich auch die Voraussetzung für eine nachhaltige ökonomische und gesellschaftliche Entwicklung Deutschlands. Selbstverständlich ist das hier beschriebene Szenario nur einer der möglichen gangbaren Wege in diese Richtung und lässt noch reichlich Freiheitsgrade, um diesen Umbau entsprechend der gesellschaftlichen, politischen, ökonomischen und ökologischen Anforderungen der Zukunft möglichst flexibel und effizient zu gestalten.

5.7 Globalisierung, Liberalisierung, Dezentralisierung im Strommarkt – Wie passt das mit einem Ausbau erneuerbarer Energien zusammen?

Welche Anforderungen erwachsen aus den bisher vorrangig unter technischen und kostenseitigen Gesichtspunkten gestalteten Szenarien einer zukünftig nachhaltigen Energieversorgung an das politische und ökonomische System und welche möglichen politischen Handlungsoptionen lassen sich aufzeigen? In diesem Zusammenhang sind folgende Fragen von Bedeutung:

- Welche Instrumente sind zur Steuerung der angestrebten Veränderungen hin zu größerer Energieeffizienz und höherer Anteile regenerativer Energien geeignet?
- Wer bestimmt die Richtung im Spannungsfeld zwischen Liberalisierung und politisch/gesellschaftlichen Vorgaben und Vorstellungen?
- Welche Akteure können den Wandel beeinflussen?
- Was machen unsere europäischen Nachbarländer im Vergleich?

Bei der Erörterung dieser Fragen müssen die wachsende Globalisierung der Wirtschaft, die Internationalisierung der Politik und die Liberalisierung der Märkte berücksichtigt werden. Derzeit scheinen diese starken Trends politisch kaum beeinflussbar zu sein, längerfristig sind allerdings auch sie politisch gestaltbar, sie sind also im Rahmen dieser Langzeitbetrachtung keineswegs als vorgegeben und unveränderbar anzusehen.

5.7.1 Instrumentenwahl

Aus den großen Investitionsvolumina und den langen Amortisationszeiträumen vieler Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien leitet sich die Forderung nach einer langfristigen und beständigen Politik zur ihrer Förderung ab. Rechtliche, regulatorische und andere staatliche Maßnahmen zur Förderung einer nachhaltigen Energieversorgung führen nur dann tatsächlich zu Investitionen, wenn den potentiellen Investoren ein verlässlicher Rahmen geboten wird, der die Amortisation des eingesetzten Kapitals erlaubt. Daher eignen sich z.B. Maßnahmen, die nicht auf Mitteln aus öffentlichen Haushalten angewiesen sind (wie z.B. das EEG), besser für diese Aufgabe, da sie nicht unmittelbar den Meinungsänderungen wechselnder politischer Mehrheiten ausgesetzt sind. Privatrechtliche Verträge mit langer Laufzeit bieten dabei einen besonderen Schutz solcher Investitionen. Als Vertragspartner kommen dabei einerseits Unternehmen unter staatlicher Regulierung, wie etwa die Stromnetzbetreiber oder ein von diesem abzuspaltenden Systemoperator, aber auch ggf. zu gründende staatliche Agenturen in Frage. Auch angesichts der langen Lebensdauern von Anlagen im Bereich der konventionellen Energieversorgung (z.B. Kraftwerke, Raffinerien) sind klare, verbindliche und langfristigen Zielvorstellungen der Politik zur Vermeidung von Fehlallokationen in nicht zukunftsfähige Investitionen unerlässlich. Eine derartig langfristige Politik trägt somit auch zu einer kostenminimalen, möglichst friktionslosen Umsetzung des Umbaus hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung bei.

Deutlich wird, dass ohne staatlich gesetzte Rahmenbedingungen, sei es durch die Setzung ordnungspolitischer Vorgaben und Instrumente, sei es durch direkte Zuwendungen, oder sei es in seiner Rolle als Nachfrager auf dem Markt, die in der vorgelegten Studie formulierten Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien nicht erreicht werden können. Jenseits der Diskussion theoretisch idealer Instrumente, etwa über die optimale Ausgestaltung von Quotenmodellen, ist es bei der Instrumentenwahl letztlich ausschlaggebend, ob verlässliche und verbindliche Bedingungen für Investitionen in erneuerbare Energien geschaffen werden.

Energie- oder CO₂-Steuern sind ein prinzipiell gut geeignetes und marktkonformes Mittel, um eine Preiskorrektur hin zur Internalisierung externer Effekte zu verwirklichen und damit erneuerbare Energien ihrer vollen Wettbewerbsfähigkeit zuzuführen. Sie bieten allerdings nur eine geringe Investitionssicherheit, da ihre Existenz und Höhe im politischen Prozess in Abhängigkeit wechselnder politischer Mehrheiten immer wieder zur Disposition steht. So reicht die derzeitige Höhe der Energie- bzw. Ökosteuer nicht aus, die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien in ihrem gegenwärtigen Entwicklungsstand ohne zusätzliche Unterstützung sicherzustellen. Die Spielräume für eine weitere Erhöhung der Energiesteuern im nationalen Alleingang nehmen aber mit der wachsenden Integration der Wirtschaft im europäischen Binnenmarkt und mit dem Druck zur stärkeren Harmonisierung der Randbedingungen, zu denen die Energiepreise in diesem Zusammenhang gehören, deutlich ab. So besteht die Gefahr, dass die ausbleibende Wirkung fälschlicherweise dem Instrument „Energiesteuer“ angelastet wird, obwohl lediglich unzulängliche politische Durchsetzungsfähigkeit die Wirkung des Instruments einschränkt.

5.7.2 Erneuerbare Energien im liberalisierten Strommarkt

Die Elektrizitätsversorgung ist ein Sektor mit traditionell hoher Eingriffintensität des Staates. Die war in der Vergangenheit im speziellen Charakter der Elektrizitätsversorgung als natürliches Monopol begründet. Bedingt durch technischen Fortschritt, der kleinere Kraftwerke Strom zu mit größeren Kraftwerken konkurrenzfähigen Preisen erzeugen lässt, bedingt aber auch durch neue Einsichten in die wirtschaftliche Funktionsweise der Elektrizitätsversorgung, hat sich dieses Bild gründlich gewandelt. Natürliche Monopole werden nunmehr nur noch im Bereich des physischen Transports und der Verteilung des Stroms gesehen, während Erzeugung und Handel mit Strom über wettbewerbliche Märkte organisiert werden können. Als Konsequenz ermöglicht das in Folge der europäischen Binnenmarkttrichtlinie für Strom erlassene Energiewirtschaftsgesetz von 1998 allen Stromverbraucher in Deutschland die freie Wahl des Stromlieferanten. Während gewerbliche Stromabnehmer seither von erheblich gesunkenen Strompreisen profitieren, hat ein vergleichbarer Wettbewerb im Privatkundenbereich in Folge hoher Netznutzungsgebühren und der komplizierten Abwicklung der Netznutzung bisher noch nicht eingesetzt.

Das gegenwärtig niedrige Preisniveau für gewerbliche Stromkunden beruht aber zum größten Teil auf den derzeit existierenden Überkapazitäten mit entsprechenden Stromangeboten auf der Basis kurzfristiger Grenzkosten. Gleichzeitig haben erhebliche Rationalisierungsbemühungen in der Stromwirtschaft eingesetzt, die neben Kostensenkungen auch

zu einem erheblichen Abbau von Arbeitsplätzen geführt haben. Somit hat die wettbewerbliche Gestaltung zwar zu einer betriebswirtschaftlichen „Effizienzsteigerung“ geführt, im Hinblick auf die Wettbewerbsfähigkeit von Energieeinsparungsmaßnahmen und erneuerbaren Energien ist diese kurzfristige Optimierung allerdings kritisch zu sehen. Die Politik muss daher die durch die Liberalisierung entstandenen Handlungsspielräume für einen Wandel hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung zu nutzen wissen bzw. gegenläufige Entwicklungen durch flankierende Maßnahmen begegnen.

Damit auch private Kunden an den Erfolgen des Wettbewerbs in Form von Strompreisen ohne Monopolaufschlag teilhaben können, ist eine stärkere öffentliche Kontrolle des Netzmonopols notwendig. Dies kann durch eine konsequentere Durchsetzung bestehender Regelungen (z. B. Verbändevereinbarung), aber auch zusätzlich mit Hilfe einer neu einzurichtenden Netzaufsicht erfolgen. Auch die eigentumsrechtliche Abtrennung des Netzbetriebs von den anderen Betriebszweigen vertikal integrierter Stromversorger ist als Maßnahme gegen den Monopolmissbrauch zu erwägen. Ein diskriminierungsfreier Netzzugang und eine ebenso gestaltete Netznutzung ist nicht nur für die Funktion des Wettbewerbs per se im Strommarkt von großer Bedeutung. Auch für die Einführung neuer Technologien, wie sie zu einem Wandel hin zu einer nachhaltigen Versorgungssystem notwendig sind, ist er unerlässlich. Dies betrifft sowohl Kraftwerke auf der Basis erneuerbarer Energien wie auch die effizientere Bereitstellung in kleineren, dezentral betriebenen Stromerzeugungsanlagen und berührt über die Kraft-Wärme-Kopplung auch den Wärmemarkt.

Weiterhin ist zu beachten, dass die Forderung nach einem diskriminierungsfreien Netzzugang nicht nur organisatorische Fragen betrifft, sondern dass auch im physikalischen Sinne die Stromaufnahme und –transport heute und in Zukunft möglich sein muss. Eine kluge Vorsorgepolitik wird daher im Zweifelsfall eher ein leicht überdimensioniertes Transport- und Verteilungsnetz, das auch den Transport größerer Strommengen über nationale Grenzen hinweg erlaubt, in Kauf nehmen, als andernfalls Gefahr zu laufen, durch physische Netzrestriktionen Ausbauziele für nachhaltige Stromerzeugungsoptionen oder gar die Versorgungssicherheit zu gefährden. In diesem Zusammenhang ist zu fragen, ob langfristig nicht sämtliche Kosten des Netzes, also auch die des Netzanschlusses, vom Netzbetreiber und damit von allen Netzbenutzern getragen werden sollten, da die Bereitstellung eines leistungsfähigen Netzes als öffentliche Aufgabe sowohl für die generelle wirtschaftliche wie auch speziell für die nachhaltige Entwicklung ein wesentlichen Faktor darstellt. Damit würde man im übrigen auch die eher künstliche und immer wieder für juristische Streitigkeiten sorgende Trennung vom Netzausbau und Netzanschluss, wie sie das EEG vorsieht, beseitigen. Mit einem solchen Vorgehen stände man im übrigen nicht allein dar, denn z.B. auch die Netzregulierung im Bundesstaat Texas lässt die Netzbetreiber sämtliche Kosten des Netzes tragen.

Aus der Perspektive der Politik kann das Stromversorgungsnetz als auf absehbare Zeit natürliches Monopol einen zentralen und gut zugänglichen Ansatzpunkt für eine wettbewerbsneutrale Umsetzung einer nachhaltigen Energiepolitik im Strombereich bieten. Wie das EEG zeigt, können über den Netzbetreiber finanzielle Belastungen wettbewerbsneutral auf alle Stromanbieter und – falls der Wettbewerb auch alle Kundensegmente erfasst – letztlich auch auf alle Stromverbraucher gleichmäßig umgelegt werden. Die dem Netz-

betreiber aus dem EEG erwachsenden Aufgaben sind allerdings teilweise nicht systemkonform mit der Idee der Trennung von Netzbetrieb und Stromhandel. Dies kann durch eine institutionelle Trennung des Systembetrieb (d.h. Reservehaltung, Ausgleich von Netzverlusten, Mess- und Erfassungserfordernisse) vom Netzeigentum vermieden werden, indem ein sogenannter Systemoperator geschaffen wird.

Wie steht es aber mit der grundsätzlichen Frage, ob die bestehenden Unternehmen am Strommarkt geeignet sind, den Ausbau erneuerbarer Energien umzusetzen? Prinzipiell ja; sie haben dazu sowohl das Wissen wie auch die finanziellen und technischen Ressourcen. Zwischen erneuerbaren und konventionellen Energien gibt es beim Bau und Betrieb größerer Kraftwerke keine wesentlichen Unterschiede der Organisation durch die Unternehmen. Damit können die großen Stromversorger genauso effizient Offshore-Windkraftanlagen, Biomassezuführung und große Solarkraftwerken errichten und betreiben wie sie das heute schon bei konventionellen Kraftwerken tun. Bei der Verbreitung zahlreicher kleinerer, dezentraler Anlagen haben diese Unternehmen dagegen weniger Erfahrungen. Hier weisen kommunale und regionale Versorger mit ihren genauen Kenntnissen der lokalen Gegebenheiten gegebenenfalls Vorteile auf. Damit diese eher kleinen Unternehmen auch in Zukunft im Wettbewerb Bestand haben, ist allerdings eine dynamische, an den Gegebenheiten des Marktes orientierte Unternehmensführung notwendig. Auf der anderen Seite stehen am Strommarkt etablierte Unternehmen beim Zubau von neuen Kapazitäten, gleich ob konventioneller oder regenerativer Art, vor dem Zwiespalt, ihre bestehenden Kraftwerke durch eine dadurch hervorgerufene Minderauslastung zu entwerten, was sie tendenziell zumindest kurz- bis mittelfristig einem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien in energiewirtschaftlich relevantem Maßstab eher zurückhaltend gegenüber stehen lässt. Die Etablierung neuer Akteure zu fördern, ist daher allein schon aus diesem Grund angezeigt.

Im Zuge der Liberalisierung der Strommärkte erhöht sich der Anreiz für Stromanbieter, ihre Produkte zu differenzieren. Auf diese Weise wird es dem Stromverbraucher möglich, Strom nur aus bestimmten Quellen zu beziehen. Stammt er aus erneuerbaren Energien, wird er grüner Strom genannt. Die gesonderte Vermarktung grünen Stroms kann, soweit er denn aus neuen, nicht schon durch öffentliche Maßnahmen geförderte Anlagen stammt, zu einem zusätzlichen Ausbau erneuerbarer Energien führen. Indem sie die Bevölkerung für Umweltfragen im allgemeinen und erneuerbare Energien im besonderen sensibilisieren, unterstützen solche Produkte neben dem direkten Ausbau auch indirekt den Wandel hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung. Wie die Erfahrungen in Deutschland, aber auch weltweit gezeigt haben, kann die Vermarktung grünen Stroms zwar einen wichtigen, und von der politischen Einflussnahme unabhängigen Beitrag zum Ausbau erneuerbaren Energien leisten, sie kann aber keineswegs direkte staatliche Maßnahmen ersetzen, da trotz der hohen Akzeptanz die Teilnehmerraten nur vergleichsweise gering sind. Die öffentliche Hand kann allerdings zur Entwicklung des Marktes für grünen Strom beitragen, indem sie Zertifizierungsverfahren für eine stärkere Transparenz des Marktes unterstützt. Zusätzlich und unabhängig davon können öffentlichen Körperschaften auch als Nachfrager nach grünem Strom auftreten. Hier ergeben sich einfache Handlungsoptionen auch für Kommunen und die Bundesländer.

5.7.3 Die europäischen Perspektive

Aus heutiger Sicht scheint die Integration des Strommarktes in Europa weiter voranzuschreiten, nationale Grenzen werden immer weniger eine Rolle spielen. Dafür spricht, dass die wirtschaftliche Integration und die wettbewerbliche Koordination der Wirtschaft eine hohe Priorität in der Politik der europäischen Union genießen. Die Bildung internationaler Stromversorgungsunternehmen ist ein weiteres Indiz für diese Integration (z. B. E.ON-Powergen; Varrenfall – HEW, BEWAG, VEAG; EDF-EnBW). Dies wird zu einem Bedeutungsverlust der nationalen Energiepolitik bei der Setzung der großen Leitlinien führen. Das Prinzip der Subsidiarität spricht allerdings dafür, dass die wichtige Regulierungsaufsicht bei den einzelnen Ländern verbleibt. Die weitere Integration des Strommarktes mit einem verstärkten Wettbewerb über Landesgrenzen hinweg erfordert insbesondere, dass jegliche Lasten aus dem Umbau des Energiesystems wettbewerbsneutral umgelegt werden. Damit ist wiederum der Netzbereich der günstigste Ansatzpunkt für eine etwaige Umlage von finanziellen Lasten, da er selbst in der Praxis keinerlei Wettbewerb unterliegt und alle Erzeuger und Verbraucher, von Eigenerzeugung abgesehen, das öffentliche Netz benutzen müssen.

Prinzipiell bietet also eine wettbewerblich organisierte Stromversorgung keine schlechteren Bedingungen zur Förderung erneuerbarer Energien als eine stärker staatlich regulierte Versorgung. Unabdingbare Grundvoraussetzung für eine erfolgreiche Politik sind in beiden Fällen, dass sich die politischen Maßnahmen durch hohe Glaubwürdigkeit, Ernsthaftigkeit und langfristige Verlässlichkeit auszeichnen. Dabei reagieren Märkte allerdings empfindlicher auf politische Eingriffe als regulierte Unternehmen, da letztere über höhere Tarife für ggf. durch den politischen Eingriff entwertete Investitionen entschädigt werden können. Gleiches gilt für die Organisation eines auf erneuerbaren Energien basierenden Strommarktes: Änderungen gesetzlich garantierter Vergütungen nach dem EEG als Regelgröße haben nur Bedeutung für neue Investitionen, Betreiber bestehender Anlagen werden davon nicht betroffen. Anders verhält es sich bei einem Quotensystem, dem gemeinhin ein stärkerer Wettbewerbscharakter zugeschrieben wird: Wird dort die Regelgröße Abnahmequote verändert, so hat dies direkte Auswirkungen auf den Wert des unter diesem Fördersystem bezogenen Stroms bzw. den mit dem Strom aus erneuerbaren Energien assoziierten handelbaren Zertifikaten¹⁰, betrifft also auch die bereits bestehenden Anlagen.

Ein gemeinsames Vorgehen der europäischen Länder bei der Förderung erneuerbarer Energien im Rahmen der europäischen Integration bietet den Vorteil, dass neue, dem Nachhaltigkeitsparadigma besser genügende Energietechnologien schneller und auf einer breiteren Basis eingeführt werden können. Damit können beispielsweise Kostensenkungspotenziale durch *economies of mass production* schneller umgesetzt werden. Eine Vereinheitlichung der Förderinstrumente ist dabei nicht unabdingbar, wichtiger ist unter diesem Aspekt ein gemeinsamer Wille der Mitgliedsstaaten zur Umsetzung erneuerbarer Energien, wie sich z.B. in der Setzung gemeinsamer und dann auf die einzelnen Länder herunter-

¹⁰ Die Allokation der Kosten einer solchen Entwertung hängt von der konkreten Gestaltung des Vertrages zwischen REG-Stromproduzent und verpflichteten Unternehmen ab.

gebrochener, verbindlicher Ziele manifestieren könnte. Von einer Vereinheitlichung der Förderung sollte insbesondere so lange abgesehen werden, solange nicht feststeht, inwieweit theoretisch leistungsfähige Fördermodelle bessere Erfolge als die in einigen Mitgliedsstaaten bereits erfolgreichen Förderinstrumente zeitigen. Ein einheitliches Förderinstrumentarium setzt in der Praxis zumindest angeglichenen, wenn nicht gar einheitliche wirtschaftsstrukturelle, regulatorische und rechtliche Rahmenbedingungen in den Mitgliedsstaaten voraus. Der bereits weiter oben angesprochene diskriminierungsfreie Netzzugang ist ein Beispiel für eine solche Voraussetzung. Selbst bei einer weitgehenden Vereinheitlichung der sonstigen Rahmenbedingungen kann die Einführung eines einheitlichen Fördersystems in jenen Ländern, in denen ein erfolgreiches Fördermodell durch ein europaeinheitliches System abgelöst wird, zu Friktionen führen. Daher sind die möglichen Vorteile eines europaeinheitlichen Systems wie der größere Markt für erneuerbare Energien und die Etablierung eines Fördermechanismus in Ländern, die bisher keinerlei Fördersystem besaßen, gegenüber etwaigen Nachteilen wie einer verminderten Nachfrage in Ländern mit bisher schon erfolgreichen Systemen, genau abzuwägen.

5.7.4 Die zukünftige Rolle des EEG

Das EEG in seiner jetzigen Form schafft einen Ausnahmebereich im wettbewerblich organisierten Strommarkt. Geringere Umweltauswirkungen, positive Effekte auf die Wirtschaftsstruktur und die Erhöhung der Versorgungssicherheit durch den Einsatz heimischer Energieträger sind die entscheidende Rechtfertigung für die Schaffung dieses Ausnahmebereiches. Letztlich gewährt das EEG den erneuerbaren Energien aber auch faire Startbedingungen gegenüber den konventionellen Energieträgern, sodass sich die Förderung erneuerbarer Energien auch der Förderung des Wettbewerbs zwischen den Technologien dient. Der durch das EEG geschaffene Ausnahmebereich wird allerdings immer größere Teile des Strommarktes erfassen. Dies mag aus wettbewerbspolitischer Sicht wenig befriedigend sein, hat man doch mit der Liberalisierung des Strommarktes Wettbewerb erst gerade eingeführt. Der Ruf nach einer stärker marktlichen Organisation auch der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird daher immer lauter werden. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass Wettbewerb auf allen Stufen der Wertschöpfungskette zur Bereitstellung von Strom aus erneuerbaren Energien auch bereits unter dem EEG herrscht. Dies gilt insbesondere für den wichtigen, weil üblicherweise maßgeblich zu den Gesamtkosten beitragenden Bereich der Anlagenherstellung, was sich alleine schon aus der Konzentration und Konsolidierung auf dem Windkraftanlagenherstellermarkt ablesen lässt. Der Vorwurf mangelnden Wettbewerbs im EEG muss im übrigen auch immer daran gespiegelt werden, wie funktionsfähig denn der Wettbewerb im konventionellen Strommarkt nicht nur de jure, sondern auch tatsächlich ist. Unternehmen, die ihre Marktmacht und ihr Eigentum am Stromnetz zur Diskriminierung von Wettbewerbern nutzen, sind nämlich nur wenig glaubwürdig, wenn sie sich über die Wettbewerbsverzerrungen durch das EEG beklagen.

Aber selbst wenn es „nur“ der Mangel an Wettbewerb ist, bleibt ein wachsender Ausnahmebereich vom liberalisierten Markt ein an sich unbefriedigender Tatbestand. Für eine stärker wettbewerbliche Organisation des EEG-Strommarktes bedarf es aber keineswegs eines grundsätzlich anderen Instrumentes wie sie etwa eine Quotenregelung vorsieht (Ö-

ko/DLR 2001). Vielmehr können graduelle Anpassungen, wie etwa eine stärkere Kostendegression für neue Anlagen, den gewünschten Wettbewerb zumindest nachbilden. Vorstellbar ist auch, dass mittelfristig bestimmte, ausgereifte Technologien aus der festen Vergütung herausgenommen werden. Anstatt einer Förderung über Mindestpreise könnten dann offene Ausschreibungen für diese Technologiebereiche stattfinden, die von einer staatlichen Agentur oder aber z.B. auch vom zu schaffenden Systemoperator durchgeführt werden könnten. Bei der Ausgestaltung eines solchen Ausschreibungssystems, das wettbewerbliche Elemente mit der Sicherheit von langfristigen Bezugsverträgen mit (quasi-)staatlichen Abnehmern verbindet, muss aus den Fehlern etwa des alten britischen Non-Fossil-Fuel-Obligation gelernt werden. Insbesondere sind nach Vertragsabschluss vom Bieter umfangreiche Sicherheiten zu hinterlegen.

Primat bei allen Überlegungen zu Änderungen des EEG sollte aber bleiben, dass das Wachstum erneuerbarer Energien tatsächlich weiter fortgeführt wird und erneuerbare Energien wesentliche Beiträge zur zukünftigen Energieversorgung leisten. Das bedeutet insbesondere, dass man im Zweifelsfall auf etwaige Kosteneinsparungen durch einen stärkeren Wettbewerb zugunsten eines gesicherten Ausbaus verzichten sollte, was auch angesichts der aus dem Ausbau erwachsenden geringen Belastungen des einzelnen Stromverbrauchers angemessen erscheint.

5.7.5 Die globale Ebene

Sowohl der Klimaschutz wie auch die Strategie der nachhaltigen Entwicklung sind internationale Politikfelder mit einer globalen Dimension. Während die globale Koordination der nachhaltigen Entwicklung bisher erst in Ansätzen und mit, falls überhaupt, nur geringem verbindlichen Charakter im Rahmen etwa der Kommission für Nachhaltige Entwicklung bei den Vereinten Nationen umgesetzt wurde, existiert mit dem Kioto-Protokoll eine verbindliche, internationale Verpflichtung zur Begrenzung des Ausstoßes von Klimagasen. Soweit alle wesentlichen Emittenten erfasst sind, kann auf diese Weise ein Trittbrettfahren einzelner Staaten zuungunsten anderer ausgeschlossen werden. Aber selbst wenn dieses Anliegen durch den Ausstieg der USA derzeit nur unvollständig umgesetzt ist, bedeuten die sich aus dem Protokoll abgeleiteten nationalen Verpflichtungen einen weiteren und wichtigen Baustein für eine glaubwürdige, langfristige Politik hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung. Damit wird für die Akteure und Investoren vor Ort ein weiteres Stück Verlässlichkeit geschaffen. Dies gilt insbesondere für Deutschland mit seinen ambitionierten Zielen. Allerdings besteht permanent und inhärent die Gefahr, dass dieses gemeinsame internationale Vorgehen durch zu viele Ausnahmen und Schlupflöcher unterminiert wird.

Insbesondere ist zu vermeiden, dass durch die Zulassung von nur schwer mess- und kontrollierbaren CO₂-Senken, die zudem möglicherweise nicht dauerhaft sind, der im Kioto-protokoll vorgesehenen CO₂-Zertifikatshandel nicht zu einer Lizenz zum Nichtstun führt. Kann dies vermieden werden, so kann vom CO₂-Handel wichtige Impulse für den Einsatz erneuerbarer Energien insbesondere in Entwicklungsländer ausgehen. Die teilweise immer noch beträchtlichen, ungelösten Probleme dieses Handels werden dabei sicherlich erst

nach der Implementierung zufriedenstellend gelöst werden können. Dies sollte einen aber nicht von der Einführung eines solchen Systems abhalten, da dieser Handel einen wesentlichen Mechanismus und auch Anreiz für ein gemeinsames globales Vorgehen darstellt. Gleichzeitig sollte ein Handel mit Zertifikaten nicht von der Umsetzung der großen Potenziale für erneuerbare Energien in Deutschland abhalten.

Das Kioto-Protokoll ist dabei als nur ein Schritt auf dem Weg zur Lösung des Treibhausgasproblems zu verstehen. Sollte es daher gelingen, dass alle Unterzeichnenden die Verpflichtungen des Kiotoprotokolls mit Leben erfüllen, so kann man davon ausgehen, dass nach Ende des Kioto-Protokolls weitere und ambitioniertere Minderungsziele gesetzt werden und sich damit auch die positiven Impulse für die erneuerbaren Energien verstärken.

5.8 Exkurs: Konfliktszene Energiepflanzen und Ökolandbau:: Passt das überhaupt zusammen?

Bioenergieträger sollen in Zukunft eine wichtige Rolle im Energiemix Deutschlands spielen. Dabei wird es aus Gründen begrenzter Potenziale kaum ausreichen, nur auf forstwirtschaftliche Ressourcen und tierische, menschliche oder industrielle Abfälle zurückzugreifen. Es steht daher zu erwarten, dass der gezielte Anbau nachwachsender Rohstoffe zur energetischen Verwertung zunehmend im Fokus einer verstärkten Biomassenutzung stehen wird. Somit wird jedoch von der Energiewirtschaft ein Ökosystem beansprucht, welches aus anthropogener Sicht weitgehend die Aufgabe besitzt, die Ernährung der Bevölkerung sicherzustellen. Bioenergieträger können somit nicht nur unter energetischen und Klimagesichtspunkten betrachtet werden, sondern müssen primär daraufhin untersucht werden, ob die energetische Nutzung Ökologisierungstendenzen des Sektors Landwirtschaft entgegen steht oder damit vereinbar ist. Somit wird hier der Blick nicht auf die Energieproblematik sondern auf den Landbau, seinen Zweck und seine Folgen gelegt und erst später mit der Energiefrage verknüpft.

Für unsere Ernährung sind zwei Aspekte, die nicht voneinander getrennt werden können, von besonderer Bedeutung: die Produktion der Lebensmittel (Landwirtschaft) und die Qualität dieser (Ernährung und Gesundheit). Kaum ein anderer Wirtschaftsbereich ist so eng mit den natürlichen Lebensgrundlagen verflochten, wie die landwirtschaftliche Produktion. Die Abhängigkeit der Landwirtschaft von den standörtlichen Gegebenheiten ist dabei ein entscheidender Faktor, auch wenn dieser durch den Einsatz von Technik, Chemie oder Genetik an Bedeutung verliert.

Die Landwirtschaft in Deutschland hat sich innerhalb der letzten 50 Jahre erheblich gewandelt. Dabei hatte vor allem die Flurbereinigung großen Einfluss auf die Entwicklung des landwirtschaftlichen Sektors, denn erst diese hat den effizienten Einsatz großer Landmaschinen erlaubt. Im Zuge dessen wurden aus arbeitstechnischer Sicht Produktionsverfahren rationalisiert und die Produktivität gegenüber historischen Zeiten deutlich gesteigert. Die menschliche Arbeitskraft verlor an Bedeutung, es wurden zunehmend Zusatzstoffe eingesetzt und die durchschnittliche Hofgröße stieg stetig an.

Positiv ist dabei zu verbuchen, dass die spezifischen Erträge und die Versorgungssicherheit deutlich gestiegen sind. So sind seitdem Lebensmittelknappheiten nicht mehr aufgetreten und die heutigen durchschnittlichen Erträge liegen um rund 50% über denen der vierziger und fünfziger Jahre (Weiger 1997). Um dies zu erreichen, war andererseits ein erheblicher Aufwand notwendig, der die positive Beurteilung der Ertragssteigerungen relativiert. So gehen die Ertragssteigerungen einher mit einer Vervierfachung des Energieeinsatzes in der Landwirtschaft (v.a. durch die vorgelagerte Prozesskette), mit einer Verfünffachung des Stickstoffdüngereinsatzes, einer Verzehnfachung des Pflanzenschutzmitteleinsatzes und des Imports von Futtermitteln.

Die ökologischen Auswirkungen der Landwirtschaft haben sich als dementsprechend vielfältig herausgestellt. Sie können hier nur in Auszügen gezeigt werden (Zahlen nach BFN (1995), Enquete (1994), SRU (1996), UBA (1994), Weiger (1997)):

- Gefährdung der Böden: U.a. durch Bodenverdichtung und mangelnde bodenbiologische Aktivität ist in Deutschland ein Abtrag fruchtbaren Ackerbodens von bis zu 8 Tonnen pro Hektar und Jahr festzustellen. Dies entspricht dem sechsfachen Wert der Neubildung.
- Gefährdung des Trink-/Grundwassers: Aufgrund der intensiven Verwendung von Pflanzenschutzmitteln und Dünger (Stichwort Nitrat), werden bereits heute bei 10% des Grundwassers die bundesdeutschen Grenzwerte überschritten und können nur durch einen Verschnitt mit noch relativ sauberem Wasser eingehalten werden.
- Gefährdung von Luft und Klima: Durch die landwirtschaftlichen Ammoniakemissionen hat dieser Sektor einen Anteil von rund 10% am anthropogenen Treibhauseffekt.
- Gefährdung der Lebensräume und Arten: Aspekte wie die Ausräumung der Kulturlandschaft, der Anbau von Monokulturen usw. haben zur Folge, dass 50% der Wildtiere und 35% der Pflanzenarten in Deutschland gefährdet sind, so dass das Genpotenzial also drastisch reduziert werden könnte.
- Gefährdung der Nahrungsmittelversorgung: Der Wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung wies bereits 1994 darauf hin, dass die ökologischen Folgen unserer Landwirtschaft langfristig die Nahrungsmittelversorgung Deutschlands gefährden werden (WGBU 1994).

Die jüngsten landwirtschaftlichen Krisen (BSE, MKS) haben weitere Folgen des heute vorherrschenden landwirtschaftlichen Systems offenbart. Zudem ist in diesem Zeitraum die Zahl der Beschäftigten um rund 70% zurückgegangen. Allein zwischen 1970 und 1997 sank ihre Anzahl in Westdeutschland von 2,71 Mio. auf 1,18 Mio. und die Zahl der Betriebe von 1,08 Mio. auf 0,49 Mio. (Globus 1998).

Ein Fortführen der heutigen Form der Landwirtschaft (kurz mit ‚konventioneller Landwirtschaft‘ bezeichnet) ist daher aus den oben erwähnten ökologischen, sozialen und ökonomischen Gründen sehr problematisch. Die Alternative, die ökosystemischen Aspekte umfassend Rechnung trägt, stellt die flächendeckende Einführung des ökologischen Landbaus dar. Unter allen bekannten Anbauweisen ist sie heute die ressourcenschonendste und umweltverträglichste Form der Landbewirtschaftung, und ihre Ausweitung wird von vielen

Seiten gefordert und unterstützt (SRU 1992, Enquete 1994, BUND/Misereor 1995, IFOAM 1997, SÖL 1996, UBA 1997)¹¹. Gentechnisch beeinflusste Systeme weisen hingegen nach heutigem Kenntnisstand weitaus mehr Risiken als Chancen auf (vgl. Beste 2000) und dürften somit keinen zukunftsfähigen Pfad darstellen.

Ein möglichst hoher Ertrag ist auch im ökologischen Landbau Ziel der Bewirtschaftung. Hauptprinzip der verschiedenen ökologischen Landbauformen ist, ähnlich dem Stoffaustausch in natürlichen Systemen, das Wirtschaften in Kreisläufen. Der Mensch begreift sich als Teil dieser Systeme und versucht, sein Wirtschaften in das Ökosystem einzupassen. Der Boden wird dieser Auffassung zufolge nicht allein als Produktionsmittel gesehen, wobei er auf seine Funktion als Nährstoff austauschendes Substrat reduziert wird, sondern er wird als Ökosystem verstanden, in dem und mit dem ein 'Stoff-Wechsel' stattfindet. Bodenfauna und -flora ermöglichen der Pflanze über ihre biologische Aktivität einen Stoffaustausch mit dem Boden. Manche Nährstoffe sind für die Pflanze nur in Zusammenarbeit mit Bodenorganismen erschließbar und einige ihrer Stoffwechselprodukte schützen Pflanzen vor Krankheiten. Die Bodenorganismen wiederum sind auf organisches Material, Wurzelreste und Wurzelausscheidungen der Pflanze als Energiezufuhr angewiesen. Somit macht sich der Mensch die Fähigkeit des Agrarökosystems zunutze, gesunden Pflanzenwuchs und damit auch gesunde Lebensmittel zu ermöglichen.

Das Beispiel der Fruchtfolge macht dies deutlich: Ackerbauliche Nutzung bedeutet immer die räumliche Dominanz einer bestimmten Pflanzenart, im Extremfall bis hin zur Monokultur, die sehr anfällig gegenüber Verunkrautung und Schädlingsbefall sind. Dieser aus anthropogener Sicht negative Effekt ist als natürliche Reaktion eines Ökosystems auf die unausgeglichene Artenzusammensetzung zu verstehen und daher eher ein Ausdruck eines natürlichen Regelmechanismus. Möglichst vielfältige Fruchtfolgen hingegen wirken der Artenverarmung im und auf dem Boden entgegen und stärken daher die Fähigkeit zur Selbstregulation im Ökosystem. Dem Prinzip der Artenvielfalt wird in einer ausgeglichenen Fruchtfolgeplanung durch den Wechsel der Hauptfrüchte, durch Zwischenfruchtbau und Untersaaten entsprochen. Darüber hinaus sorgen Zwischenfruchtbau und Untersaat für eine Gründüngung und Bodenbedeckung und schützen damit die Oberfläche vor Verschlammung und Erosion. Eine möglichst große Vielfalt und eine ganzjährige Bodenbedeckung sind somit ein wichtiger Bestandteil ökologischer Bewirtschaftung.

Und wie sieht es mit unserem Essverhalten aus? Unser Speiseplan, der hinter dem skizzierten Nachhaltigkeitsszenario steht, wird sich nur in einem Aspekt vom heutigen unterscheiden müssen: der Pro-Kopf-Konsum von Rinder- bzw. Schweinefleisch muss sich vermindern. Denn nur durch eine Verringerung des Rind- und Schweinefleisch-Verbrauchs wird es möglich sein, den im Szenario ausgewiesenen Bioenergiebedarf aus heimischen Quellen zu decken und gleichzeitig genügend nachwachsende Rohstoffe für industrielle Zwecke zur Verfügung stehen zu haben¹². Dieses wiederum bedeutet umge-

¹¹ und dies nicht erst seit der BSE-Diskussion

¹² Der Grund liegt in der enorm hohen Flächenbindung bei der Fleischproduktion. Durch eine Reduzierung werden sogar im ökologischen Landbau erhebliche Flächen für den Anbau von Energiepflanzen frei.

kehrt eine Erhöhung des Konsums pflanzlicher Lebensmittel um den derzeitigen Kalorienbedarf vollständig zu decken.

Woraus ergeben sich diese Aussagen? Ginge man von einer sofortigen Umstellung von konventioneller auf ökologische Landwirtschaft aus, würden anstatt der zur Zeit zur Verfügung stehenden landwirtschaftlichen Nutzfläche von 17,3 Mio. ha nun 25,4 Mio. ha benötigt – aufgrund der geringeren Erträge wäre es somit nicht möglich, die bundesdeutsche Bevölkerung allein davon zu ernähren. Allerdings sind gerade im Ökolandbau noch Produktivitätssteigerungen zu erwarten, da sich die Wissenschaft dieser Anbaumethode erst wenig angenommen hat. In einer speziellen szenario-analytischen Untersuchung (Wolters 1999) hat sich allerdings bei Zugrundelegung moderater Steigerungsraten herausgestellt, dass beispielsweise im Jahr 2050 nur ein leichter Flächenüberhang von 1 Mio. ha entstehen würde¹³. Dies ändert sich jedoch rapide, wenn an dem Parameter ‚Fleischkonsum‘ gedreht wird. Reduziert sich der Konsum an Rind- und Schweinefleisch beispielsweise um 50% so stünden unter den getroffenen Annahmen rund 6,5 Mio. ha für den Anbau nachwachsender Rohstoffe zur Verfügung, womit rund e 800 PJ/a fossiler Endenergieträger substituiert werden könnten, also etwa 9% des Endenergiebedarfs Deutschlands des Jahres 1995. Entgegen der oftmals geäußerten Meinung, Ökolandbau, Ernährung der Bevölkerung und Nutzung nachwachsender Rohstoffe aus der Landwirtschaft schließen sich aus, kann demnach festgehalten werden, dass durch eine Veränderung unseres Speiseplans durchaus große Potenziale für die industrielle wie energetische Nutzung nachwachsender Rohstoffe bestünden.

Eine Einschränkung des Rind- und Schweinefleischkonsums von 50% erscheint auf den ersten Blick vielleicht sehr hoch. Bei genauerer Betrachtung relativiert sich dieses jedoch, denn bereits heute sind Tendenzen in diese Richtung festzustellen. Die Gründe liegen dabei in einem steigenden Gesundheitsbewusstsein (insbesondere bei jüngeren Menschen), im zunehmendem Wissen um die ökologischen Folgen intensiver Viehhaltung und in der stärkeren Beachtung tierschützerischer Aspekte. Zudem läge der durchschnittliche wöchentliche Fleischkonsum im Jahr 2050 mit 500 g, nur für Rind- und Schweinefleisch, auch dann noch deutlich über den aus gesundheitlichen Gründen empfohlenen Werten von 200 bis 300 g für alle Fleischsorten (Deutsche Ernährungsgesellschaft, nach Bechmann 1987). Somit wird es sich nicht um aufgezwungene Einschränkungen handeln, sondern lediglich um ein Zurückschwingen des Fleischkonsums auf ein gesundheitlich annähernd vernünftiges Maß.

¹³ Der Pro-Kopf-Kalorienverbrauch bleibt über den gesamten Betrachtungszeitraum konstant - auch wenn er aus ernährungsphysiologischer Sicht deutlich geringer sein könnte. Importe sind im Bereich der Nahrungsmittel (Reis, Kaffee u.a.) unberücksichtigt geblieben, während bei der Betrachtung des Futtermittelverbrauchs darauf verzichtet wird. Der gesamte Futtermittelbedarf soll daher durch heimische Flächen gedeckt werden. Auch auf Nahrungs- und Futtermittlexporte wird verzichtet. Somit ergibt sich resultierend, abgesehen von nicht in Deutschland wachsenden Kulturen, eine Versorgung mit ausschließlich heimisch erzeugten Nahrungsmitteln. Für die Ergebnisse stellt diese deutschlandzentrierte Betrachtungsweise den ungünstigsten Fall dar, da Deutschland zu den am dichtesten besiedelten Ländern in Europa gehört.

Auf dem Weg dahin werden allerdings noch erhebliche Hürden zu überwinden sein, die einerseits auf dem Gebiet der politischen und ökonomischen Rahmenbedingungen liegen und andererseits auf der Ebene der Akteure der Produktions- wie Nachfrageseite. Der stark regulierte Lebensmittelmarkt muss dazu zunächst so umstrukturiert werden, dass es sich für Bauern lohnt, ökologisch zu wirtschaften. Zum anderen sind neue Akteursverbände auf der Seite der Bauern notwendig, um im neuen Geschäftsfeld „Nachwachsende Rohstoffe“ gegenüber der Energiewirtschaft und der Industrie eine entsprechende Markt- und Machtstellung einnehmen zu können, die sie nicht drastisch benachteiligt. Und drittens muss die Bevölkerung im Zuge des steigenden Gesundheitsbewusstseins auch bereit sein, höhere Preise für Lebensmittel zu bezahlen¹⁴.

14 Wobei für sozial schwache entsprechende Ausgleichsmechanismen (z.B. Anpassung der Sozialhilfe) notwendig sind.

6 Wärmeversorgung von morgen – effizienter und anders

Mehr als zwei Fünftel des Nutzenergiebedarfs entfällt in Deutschland auf die Wärmeversorgung. Bei den Haushalten sind es sogar mehr als drei Viertel. Deshalb liegt es nahe, sich detaillierter mit diesem Bereich auseinanderzusetzen. Veränderungsmöglichkeiten ergeben sich hier vor allem durch die gezielte Verringerung des Wärmebedarfs sowie dessen alternative Deckung durch erneuerbare Energien. Vor diesem Hintergrund wird nachfolgend zunächst ein Überblick über die Entwicklung des Wärmebedarfs insgesamt gegeben (Kapitel 6.1) bevor dann eine vertiefte Betrachtung der Wärmebereitstellung auf der Basis erneuerbarer Energien erfolgt.

Aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von Daten beschränkt sich die Detailbetrachtung weitgehend auf die Wärmeversorgung der privaten Haushalte. In den im Rahmen dieser Untersuchung entwickelten Szenarien wurden die hier gewonnenen Erfahrungen in aggregierter und angepasster Form (realisierbare Einsparraten und Versorgungsanteile erneuerbare Energien) auf den Bereich der Nichtwohngebäude übertragen.

6.1 Einsparpotenziale und resultierende Wärmenachfrage der privaten Haushalte

Ansatzpunkte zur Einsparung von Energie im Gebäudebereich können recht unterschiedlich sein und reichen von rein technischen Maßnahmen (Effizienzmaßnahmen) bis hin zu Veränderungen im Umgang mit Energie und Lebensstilen (Suffizienzmaßnahmen, z.B. Lüftungsverhalten usw.).

Heizenergieeinsparungen sind einerseits durch die Reduzierung der Wärmeverluste von Außenbauteilen (Wände, Dächer, Decken, Fenster) sowie durch Modernisierungen bzw. Ersatz von Heizungsanlagen möglich. Wer eine ausgeprägte CO₂-Minderungsstrategie verfolgt, muss wissen,

- wie die Ausgangslage der betrachteten Altbauten ist,
- wo die Potenziale zur Einsparung von Energie und Treibhausgasen bei der Gebäudesanierung und im Neubau liegen und
- welche davon vorrangig am einfachsten und kostengünstigsten erschlossen werden können.

Tabelle 6-1 zeigt deshalb zunächst die wesentlichen, die Entwicklung des Gebäudebereichs charakterisierenden Daten (vgl. hierzu auch Kapitel 3). Danach steigt die Wohnfläche in Deutschland mit Zuwachsraten von im Mittel 1,2%/a zunächst deutlich, nach 2020 mit dann 0,2%/a nur noch geringfügig an. In Folge einer nach 2030 signifikant rückläufigen Bevölkerung verringert sich die Wohnfläche bis zum Jahr 2050. Im Jahr 2050 steht eine um rund ein Viertel größere Wohnfläche zur Verfügung als im Bezugsjahr 1998. Die spezifische Wohnfläche pro Kopf steigt aber auch zur Mitte diesen Jahrhunderts weiter an und liegt mit 58,6 m²/Kopf im Jahr 2050 um mehr als die Hälfte oberhalb des heutigen Niveaus.

Tabelle 6-1: Basisdaten für die Entwicklung des Gebäudebestandes

	Einheit	1998	2010	2020	2030	2050
Wohnflächen	Mio. m ²	3154	3733	4142	4231	3972
Bevölkerung	Mio.	82,0	82,1	80,8	77,9	67,8
Haushalte	Mio.	37,5	38,5	38,8	38,1	33,7
Wohnfläche/Kopf	m ² /Kopf	38,5	45,5	51,3	54,3	58,6

Quelle: Prognos/IER (2001)

Entsprechend der Entwicklung der Kenngrößen kommt es unter Status Quo Bedingungen mittelfristig zunächst nur zu einer geringfügigen Absenkung des Endenergiebedarfs für die Abdeckung der Raumwärme- und Warmwassernachfrage der privaten Haushalte. Erst nach 2020 und vor allem aber nach 2030 ist infolge der trendgemäß durchgeführten energetischen Sanierungen und der abnehmenden Bevölkerung eine signifikante Trendwende zu erkennen und der Endenergiebedarf deutlich rückläufig. Im Jahr 2050 wird zur Abdeckung der nachgefragten Wärme rund 25% weniger eingesetzt werden müssen als im Jahr 1998. Im Status-Quo Szenario werden die verfügbaren Einsparpotenziale damit lediglich in Ansätzen umgesetzt.

Vor diesem Hintergrund wird für die alten und neuen Bundesländer (im weiteren ABL und NBL) nachfolgend aufgezeigt, wo Einsparpotenziale durch nachträgliche Sanierungsmaßnahmen im Gebäudebestand der privaten Haushalte aufgegriffen werden können und welche Maßnahmen und Instrumente zur Ausschöpfung des Einsparpotenzials beitragen müssen. Dabei wird zunächst unterschieden zwischen den technischen und wirtschaftlichen Einsparoptionen, die dann letztlich im Sinne von realisierbaren Erwartungspotenzialen Eingang in die hier betrachteten Szenarien Effizienz und Nachhaltigkeit finden.

6.1.1 Einsparmöglichkeiten im Gebäudebestand und bei den Neubauten

Gemäß der Definition des technischen Potenzials fallen unter dieses Potenzial alle auf der Basis der heute verfügbaren Technologien durchführbaren Maßnahmen zur dauerhaften Verringerung des Energieeinsatzes. Grenzt man das technische Potenzial auf das aus heutiger Sicht realistische Maß ein, können für die Altbausanierung maximal Standards erreicht werden, wie sie in der Niedrigenergiehausbauweise heute üblich sind. Für den Neubau dürfte hingegen der Passivhausstandard eine sinnvoll begrenzende Größenordnung darstellen.

Tabelle 6-2 stellt für den Gebäudebestand die bauteilbezogenen U-Werte (Wärmedurchgangskoeffizienten) der Niedrigenergiehausbauweise dar und grenzt sie von den bisher gültigen Standards für die Gebäudesanierung (WschVO95) ab. Darüber hinaus ist aufgeführt, welche Zielwerte nach der seit Anfang 2002 gültigen Energieeinsparverordnung (EnEV) im Fall einer Gebäudesanierung zu erreichen sind.

Tabelle 6-2: Zielwerte (U-Werte) für die Einhaltung verschiedener Wärmeschutzvorgaben im Sanierungsfall

	U-Wert in [W/(m ² K)]		
	WSchVO 1995	EnEV 2000	NEH
Außenwände	0,5	0,3	≤ 0,25
Außenliegende Fenster	1,8	1,4	≤ 1,0
Decken (unter ausgebauten Dachräumen und Decken)	0,3	0,2	≤ 0,16
Kellerdecken, Wände und Decken gegen unbeheizte Räume, bzw. Bauteile, die an das Erdreich grenzen	0,5	0,35	≤ 0,29

Anmerkung: **WSchVO** - Wärmeschutzverordnung von 1995; **EnEV** - Energieeinsparverordnung 2000 - **NEH** - Niedrigenergiehaus-Standard

Quelle: Feist (1998), WSW (1998), EnEV (2002)

Der Niedrigenergiehaus-Standard (NEH) als nachträgliches Sanierungsziel markiert im Altbaubestand ein sehr weitgehendes Einsparpotenzial. Eine weitere Reduzierung des Heizwärmebedarfes ist zwar grundsätzlich möglich, unter Berücksichtigung von Stoffstrombilanzen, Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen und auch aus bauphysikalischen Gesichtspunkten mit derzeitig marktfähigen Dämmsystemen jedoch nicht mehr sinnvoll darstellbar. Die Vorgaben für die Zielwerte (U-Werte) liegen zum Teil nur noch bei der Hälfte der bis vor Kurzem im Rahmen der WschVO95 (für Gebäudesanierung und den Neubau) gültigen Kennwerte und unterschreiten auch die für die einzelnen Bauteile von der EnEV geforderten Standards deutlich. Vor dem Hintergrund der heutigen Brennstoffpreise ist eine derart massive nachträgliche Sanierung jedoch nicht wirtschaftlich realisierbar. Die wirtschaftliche Potenzialschwelle wird – wie später noch ausgeführt ist - heute im wesentlichen durch die EnEV gekennzeichnet, die im Rahmen dieser Untersuchung entsprechend als Maßgabe für die untersuchten Sanierungspfade verwendet wird.

In Tabelle 6-3 ist ausgehend von durchschnittlichen Gebäuden in den alten und neuen Bundesländern beispielhaft dargestellt, welche Dämmstoffdicke zur Erreichung der Vorgaben der EnEV und welche Zusatzaufwendungen hierfür gegenüber dem Status Quo aufzubringen sind. Dabei wird noch einmal deutlich, dass bereits die EnEV eine deutliche Verschärfung der bisher gültigen Vorgaben darstellt. Die unter Status-Quo in der Tabelle aufgeführten Maßnahmen entsprechen den nach WschVO 1995 geforderten „Mindest“-U-Werten. Die Mehrkosten geben den Kostenbetrag an, der zusätzlich zu der Wärmedämmung nach WschVO 1995 aufgebracht werden muss, um die erhöhten Anforderungen zu erreichen. Sie resultieren aus den derzeitigen Marktpreisen für Dämmstoffe und sind mittels Händlerbefragungen ermittelt worden.

Tabelle 6-3: Gegenüberstellung der heutigen U-Werte typischer Gebäude mit den Zielwerten im Sanierungsfall nach WSchVO95 (Status Quo) bzw. EnEV

	U-Wert W/(m ² K)	Gesamtkosten €/m ²	- darunter: Mehrkosten €/m ²	Dämmschicht- Dicke (m) (Steinwolle)	Beschreibung
Kellerdecke					
- IST	1,31				
- Status Quo	0,421	15,3		0,06	Ortbeton mit schw. Estrich (unterseitig)
- EnEV	0,348	20,4	5,11	0,08	
Dach					
- IST	1,16				
- Status Quo	0,289	30,7		0,16	Zwischensparren- Steildach, belüftet
- EnEV	0,198	43,5	12,78	0,24	
Außenwand					
- IST	1,45				
- Status Quo	0,388	97,2		0,08	Außendämmung mit WDVS
- EnEV	0,300	102,3	5,11	0,11	
Fenster					
- IST	2,73			-	
- Status Quo	1,8	109,9		-	g-Wert: 0,62
- EnEV	1,4	122,7	12,78	-	

Quellen: Wuppertal Institut (1999), Kostenangaben aus Händlerbefragung

Setzt man die Vorgaben der EnEV 2000 in Wärmebedarfsrechnungen um, lassen sich für die unterschiedlichen Gebäudetypen die spezifischen Nutzwärmebedarfe (auch Energiekennzahlen genannt, kurz: EKZ) ermitteln. Für ausgewählte Gebäudetypen sind diese in Tabelle 6-4 für die ABL und NBL dargestellt und dem heutigen Verbrauchsniveau als Vergleichsgröße gegenübergestellt. Summiert und gewichtet (über die Wohnflächenverteilung) man das diesbezügliche Sanierungspotenzial über alle Gebäudeklassen, lässt sich ermitteln, dass das Nutzenergieeinsparpotenzial (bei Umsetzung der Vorgaben der EnEV im Sanierungsfall) im Gebäudebestand der ABL bei 56% und der NBL bei sogar 63% liegt. Unterstellt man eine vollständige Sanierung reduziert sich die gewichtete Energiekennzahl von heute 164 kWh/m² auf rd. 74 kWh/m² (ABL), bzw. von 209 kWh/m² auf 79 kWh/m² (NBL). Differenziert man die möglichen Einsparungen nach Bauteilen, zeigt sich, dass durch die Außenwanddämmung (AW) allein 46% der Gesamteinsparung erreichbar ist, gefolgt durch die Dachsanierung mit 26% (Zahlenwerte für die ABL).

Tabelle 6-4: Vergleich der spezifischen Nutzwärmeverbräuche für Raumwärme in kWh/m² Wohnfläche typischer Gebäude bei Einhaltung der bauteilbezogenen Mindest-U-Werte nach EnEV

[kWh/m ²]	ABL		NBL	
	Gebäudetypen	IST-Bestand	EnEV 2000	IST-Bestand
EFH1918	239	93	401	102
EFH1948	221	80	341	82
EFH1-968	192	71	223	88
EFH1978	180	83	--	--
EFH1987	162	84	189	92
EFH1997	83	55	97	55
KMH1918	180	61	276	81
KMH1948	135	61	154	70
KMH1968	113	54	206	79
KMH1978	90	52	203	76
KMH1987	90	60	158	72
KMH1997	76	52	98	59
Typen-Mix ¹	176	78	209	79
Einsparung	100%	- 56%	100%	- 63%

Tabelle 6-5: Das technische Einsparpotenzial im Altbaubestand der privaten Haushalte in den ABL

Gebäudetyp	Einsparung durch Bauteilerneuerung in PJ (Umsetzung = 100 %)					Summe PJ	Nutzenergieverbräuche in PJ vor der Sanierung		Komplett- Sanierung (2050)
	DA	AW	KE	FE*)	LWV				
EFH1918A/B	45	58	10	11	0	124	195,0	71	
EFH1948C	38	30	8	10	0	86	131,8	46	
EFH1957D	12	54	12	12	0	89	137,3	48	
EFH1968E	35	40	22	16	0	113	179,2	67	
EFH1978F	16	25	6	26	0	74	187,9	114	
EFH1983G	5	17	6	4	0	33	74,0	41	
EFH1987H	2	3	1	4	0	10	31,3	21	
EFH1995I	5	19	3	9	0	36	82,3	47	
GMH1918A/B	1	2	0	1	0	4	6,5	3	
GMH1948C	1	4	0	1	0	6	9,1	3	
GMH1957D	1	5	1	2	0	9	15,2	6	
GMH1968E	1	13	1	2	0	17	26,7	10	
GMH1978F	2	12	1	3	0	18	31,2	13	
HH1968E	0	1	0	1	0	3	5,7	3	
HH1978F	0	1	0	1	0	2	7,9	6	
KMH1918A/B	13	41	3	15	0	73	108,8	36	
KMH1948C	5	14	4	5	0	28	48,5	21	
KMH1957D	18	26	10	8	0	61	104,4	43	
KMH1968E	24	31	4	9	0	69	102,7	34	
KMH1978F	10	18	4	5	0	37	73,0	36	
KMH1983G	0	4	0	2	0	6	17,3	11	
KMH1987H	1	2	0	2	0	5	17,0	12	
KMH1995I	1	5	2	11	0	20	48,7	29	
Summe	237	424	99	161	0	921	1.642	720	
	%	26	46	11	17	0	100%	43,9%	

Anmerkungen:
 *) incl. Wärmegewinne
 **) Bewertet mit spez. NE-Verbräuche im unsanierten Zustand

Legende:
 DA - Dach
 AW - Außenwanc
 KE - Keller
 FE - Fenster
 LWV - Lüftungs-
 wärmeverluste

Quelle: Modellrechnung Wuppertal Institut (2001)

¹ Der Gebäudetypen-Mix ist mit den jeweiligen Wohnflächenanteilen der ABL und NBL gewichtet.

Tabelle 6-6: Das technische Einsparpotenzial im Altbaubestand der privaten Haushalte in den NBL

Gebäudetyp	Einsparung durch Bauteilerneuerung in PJ (Umsetzung = 100%)					Summe PJ	Nutzerenergieverbräuche in PJ vor der Sanierung		nach Komplett- Sanierung (2050)
	DA	AW	KE	FE*	LWV				
N-EFH191A/B	15	20	7	6	0	47	108,3	26	
N-EFH194C	11	14	4	2	0	30	51,6	12	
N-EFH194D/E	0	0	0	0	0	0	0,0	0	
N-EFH197G	2	5	1	1	0	9	16,1	6	
N-EFH199H	3	4	1	2	0	9	17,0	8	
N-EFH199I	1	2	1	1	0	4	11,6	6	
N-GMH191B	2	3	1	2	0	7	20,2	8	
N-GMH198F	1	2	1	1	0	5	14,9	8	
N-GMH198G	0	2	0	1	0	4	9,0	5	
N-GMH199H	0	1	0	0	0	2	6,4	4	
N-GMH199I	0	0	0	0	0	0	0,0	0	
N-HH1985F	0	2	0	1	0	3	8,2	4	
N-HH1985G	0	0	0	0	0	1	2,4	1	
N-KMH1918A	1	2	0	1	0	4	6,9	2	
N-KMH1918B	2	2	1	1	0	7	19,7	9	
N-KMH1945C	3	4	1	2	0	9	22,7	10	
N-KMH1960D	1	3	0	1	0	5	10,9	5	
N-KMH1990E	3	8	1	3	0	16	29,7	13	
N-KMH1995F	0	1	0	1	0	2	9,0	5	
Summe	45	73	21	26	0	165	359	136	
%	27	44	13	16	0	100	100%	37,7%	

Anmerkungen:
 *) incl. Wärmegewinne
 **) Bewertet mit spez NE-Verbräuche im un sanierten Zustand

Legende:
 DA - Dach
 AW - Außenwand
 KE - Keller
 FE - Fenster
 LWV - Lüftung-
 wärmeverluste

Quelle: Modellrechnung Wuppertal Institut (2001)

Für den Neubau wird das technische Potenzial durch den Passivhausstandard definiert. Er setzt gegenüber der Niedrigenergiehausbauweise auf eine noch weitgehendere Dichtigkeit der Gebäudehülle und stellt insgesamt noch einmal erhöhte Anforderungen an den Wärmeschutz der wesentlichen Bauteile. In der Wendeszene „Gebäude der Zukunft“ wird detailliert auf diesen Gebäudetyp eingegangen.

Die EnEV setzt aber auch für den Neubaubereich neue Maßstäbe. Entgegen der Vorgaben von Tabelle 6-2 für den Gebäudebestand handelt es sich hier allerdings nicht um die konkrete Definition von U-Werten. Vielmehr erfolgt die energetische Bewertung von Neubauten jetzt nach dem Primärenergiebedarf des Gebäudes. Neben der Wärmedämmung werden dabei auch die sog. Aufwandszahlen von Anlagen zur Umwandlung und Verteilung der Energie mit berücksichtigt, wobei je nach verwendetem Energieträger zwischen verschiedenen Systemen unterschieden wird (Primärenergiefaktoren). Gemäß Berechnungsverfahren nach DIN 4701-10 liegt der Primärenergiefaktor bei Einfamilienhaus-Gas- oder Ölheizungen bei 1,1 während Einfamilienhaus-Stromheizungen mit 3,0 bewertet werden. Durch diese Kennzahlen kann der Endenergiebedarf in Primärenergiebedarf umgerechnet werden. Zu beachten ist dabei, dass der auf das Bauvolumen bezogene Primärenergieaufwand abhängig von dem Flächen- zu Volumen-Verhältnis berechnet werden muss. In der Umsetzung der EnEV können sich die realisierten Wärmeschutzstandards der Bauteile aufgrund des gewählten Verfahrens bei den neu gebauten Gebäuden deutlich unterscheiden. Je nachdem welches Heizungssystem eingebaut wird und welches A/V-Verhältnis das Gebäude aufweist können mehr oder weniger scharfe Anforderungen an den Wärmeschutzstandard resultieren.

Wendeszene: Haus der Zukunft

Familie Mustermann ist im Jahr 2015 in ihr erstes eigenes Haus gezogen, ein Passivhaus. „In Zeiten des 3-Liter Autos ist es unabdingbar, auch die Beheizung von Wohngebäuden auf ein extrem niedriges Niveau anzupassen. Wir alle stehen in der Verantwortung den CO₂-Gehalt in der Luft zu senken.“ gibt Herr Mustermann als Gründe an, „wir wollten etwas besonderes machen.“

Während im Gebäudebestand (Häuser vor 1980) immer noch etwa 220 kWh/(m²*a) für Raumwärme verbraucht werden, ist dieser Wert für Neubauten nach 1995 mit der novellierten Wärmeschutzverordnung auf etwa die Hälfte gesunken. Zusätzlich werden etwa 28 kWh/m² für die Warmwasserbereitung und 32 kWh/m² für den gesamten Haushaltsstromverbrauch (ohne Heizung) eingesetzt. In Niedrigenergiehäusern, die in Deutschland seit den achtziger Jahren in zunehmendem Maß gebaut wurden und die durch die Energieeinsparverordnung 2000 allgemein verbindlich wurden, sank der Heizenergieverbrauch noch einmal um 25 bis 30% auf Werte zwischen 30 und 70 kWh/(m²*a). Bei einem Passivhaus ist der jährliche Energieverbrauch für Raumheizung auf weniger als 15 kWh/(m²*a) reduziert – das sind weniger als 7% im Vergleich zum älteren Gebäudebestand. Darüberhinaus ist aber auch der Verbrauch für die Warmwasserbereitung und der Haushaltsstromverbrauch gesunken.

Insgesamt lautet die Zielsetzung, den gesamten Endenergieverbrauch für alle Haushaltsanwendungen um 75% gegenüber einem Niedrigenergiehaus zu reduzieren. Dieser Herausforderung stellten sich einige Akteure im Baubereich und entwickelten konsequent die Niedrigenergiehausbauweise zur Passivhausbauweise weiter. Nachdem das Niedrigenergiehaus schon Standard war, wurde eine echte Verbesserung durch das Anfang des Jahrhunderts ausgereifte Passivhaus erreicht. Das Passivhaus ist bereits in der Planung auf optimale solare Ausnutzung konzipiert. Die Wärmedämmung ist extrem verstärkt, und die Vermeidung von sogenannten Wärmebrücken oberstes Gebot. Nur so konnte eine relative Unabhängigkeit von der schon damals absehbaren dramatischen Entwicklung der Energiekosten gewährleistet werden.

„Als meine Familie in unser Passivhaus eingezogen ist, waren wir doch noch etwas skeptisch. „Würden wir uns in einem Haus mit einer automatischen Lüftungsanlage wohlfühlen? – Ja, wir tun es, sehr sogar.“ Als die Entscheidung für den Kauf des Hauses fiel, gab natürlich auch der günstige Kaufpreis des Reihenhauses verbunden mit den zu erwartenden geringen Nebenkosten den Ausschlag. Seitdem die ersten Passivhäuser Ende des letzten Jahrhunderts gebaut wurden, sind die Mehrkosten gegenüber der herkömmlichen Bauweise deutlich gesunken. Die Baustoffindustrie hat sich auf stärkere Wärmedämmungen zu günstigen Preisen eingestellt, und vieles wird schon in Serienfertigung gemacht.

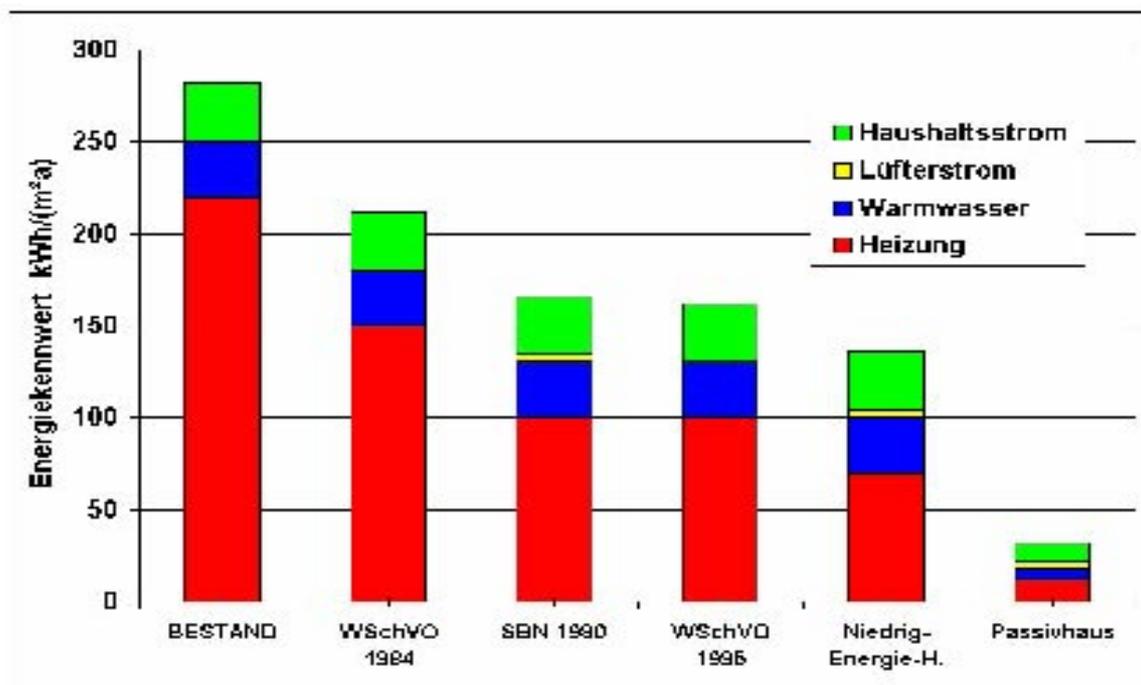
Auch die schöne Lage des Hauses und die Möglichkeit für unsere zwei Kinder, direkt nach draußen zu gehen und mit gleichaltrigen Kindern aus der Nachbarschaft zu spielen, waren dabei nicht ganz unwichtig. Wie in anderen Neubausiedlungen waren auch hier zum überwiegenden Teil Familien mit Kindern eingezogen.

Was ist das besondere an unserem Haus?

Ein Passivhaus ist ein Gebäude, in welchem ein komfortables Innenklima ohne aktives Heizungs- und Klimatisierungssystem erreicht werden kann - das Haus "heizt" und kühlt sich eben rein passiv (Adamson 1987 und Feist 1988). Voraussetzung hierfür ist ein spezifischer Jahresheizwärmebedarf von weniger als 15 kWh/(m²*a).

Dies soll nicht etwa auf Kosten hoher zusätzlicher Verbräuche an anderen Energieträgern (z.B. Strom) erreicht werden. Vielmehr: Der gesamte spezifische Primärenergiebedarf pro m² Wohnfläche in einem europäischen Passivhaus darf 120 kWh/(m²*a) (für Raumheizung, Warmwasserbereitung und Haushaltsstromverbrauch) nicht überschreiten.

Damit wird in einem Passivhaus insgesamt weniger Energie verbraucht, als in durchschnittlichen europäischen Neubauten allein an Haushaltsstrom und für die Warmwasserbereitung benötigt wird. Der gesamte Endenergieverbrauch eines Passivhauses ist daher um mindestens einen Faktor 4 geringer als der durchschnittliche Verbrauch in Neubauten nach den jeweils geltenden nationalen Vorschriften.



Vergleich von Energiekennwerten für Wohngebäude Quelle: Passiv Haus Institut

Zum funktionierenden Passivhaus gehören natürlich noch weitere Komponenten, z.B. besonders gedämmte Fensterrahmen mit hochwärmedämmendem Glas. Anstelle einer herkömmlichen Heizung, ist eine Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung (Luftaustausch 0.4h) installiert.

Passivhäuser sind "supergedämmt" mit Wärmedurchgangskoeffizienten von 0,15 W/(m²*K) für alle Außenbauteile (Dach, Wand, Kellerdecke bzw. Bodenplatte). Das

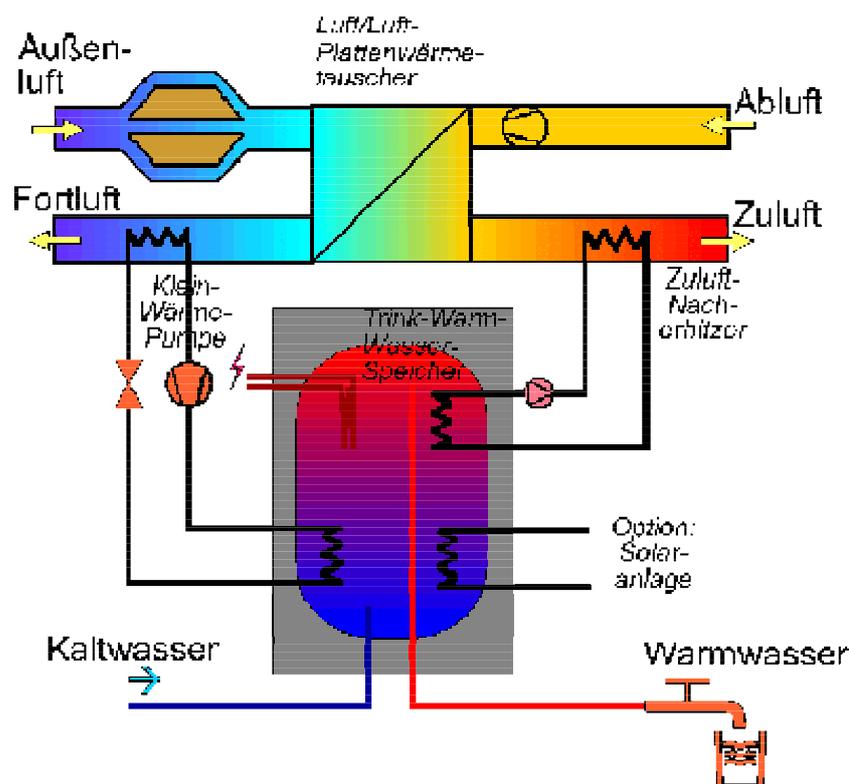
bedeutet, dass die Dämmstoffdicken zwischen 25 und 40 cm liegen – natürlich wärmebrückenfrei und luftdicht.

Dreifachverglasungen mit 2 Beschichtungen sorgen für passiv solare Gewinne, welche die Wärmeverluste sogar in den Wintermonaten übersteigen (um $0,7 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$; $g \sim 50\text{-}60\%$).

Eine kontrollierte Wohnungslüftung sorgt für regelmäßige Lüfterneuerung und verwendet eine hocheffiziente Wärmerückgewinnung, um Lüftungswärmeverluste zu reduzieren.

Überraschend ist vielleicht, dass diese drei Maßnahmen bereits ausreichen, um den Passivhaus-Standard zu erreichen. Im Grunde sind alle drei Technologien aus dem Niedrigenergiehausbau hinreichend bekannt. Es kommt nur noch darauf an, alle Details so sorgfältig zu kombinieren, dass eine funktionstüchtige Gesamtlösung resultiert.

Passivhaus - Kompaktaggregat



Wärmepumpenkompaktaggregat für Passivhäuser: Die gesamte Haustechnik für Heizung, Warmwasser und Lüftung in einem Kompaktgerät von Gefrierschrankgröße vereint.

Eine Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung ist im Passivhaus ohnehin unverzichtbar. Unter dieser Voraussetzung reicht ein kleiner Nacherhitzer im Zuluftstrang dann aus, um

das ganze Gebäude zu beheizen. Die Wärme für die Zuluftnachheizung kann z.B. aus dem Warmwasserbereitungssystem kommen; die Verhältnisse wurden gegenüber früher umgedreht: Hat man im Gebäudebestand mit der Heizanlage die Warmwasserbereitung noch "nebenbei" miterledigt; wird im Passivhaus die geringfügige Restheizung einfach mit der Warmwasserbereitung "nebenbei" gedeckt.

Eine Möglichkeit hierfür ist im Prinzipbild dargestellt: Eine Kleinstwärmepumpe (ca. 300 bis 400 W elektrische Leistungsaufnahme und 1200 bis 1400 W Wärmeleistung, ein Kompressor aus der Kühlgeräteserie) entnimmt Quellwärme aus der Fortluft des Luft/Luft-Wärmetauschers.

Diese ist wärmer als die Außenluft und enthält die gesamte Latentwärme des im Haus freigesetzten Wasserdampfes. Deshalb kann sie noch gewinnbringend verwertet werden.

Wenn, wie es hierfür empfohlen wird, ein Erdreichwärmetauscher in der Frischluft vorgeschaltet ist, fällt die Fortlufttemperatur in der Regel nicht unter 10°C. Wenn die Fortluft nun auf 0 bis 2°C abgekühlt wird, läßt sich ein Wärmestrom von 500 bis 800 W am Verdampfer entnehmen. Ein äußerst einfaches Kompaktsystem kann somit die gesamte Lüftung, Heizung und Warmwasserbereitung in einem Passivhaus übernehmen.

Mit dem eben vorgestellten System ist es möglich, fast den gesamten Bedarf für Warmwasser und den Restbedarf der Raumheizung mit einem Stromeinsatz von 1000 bis 2200 kWh/a zu decken, im Bestfall mehr als zwei Drittel weniger als der Durchschnittswert eines Standard-Niedrigenergiehauses.

Eine erste Kleinserie von in Passivhäusern einsetzbarer Kompaktanlagen wurde von einem mittelständischen Unternehmen in Vorarlberg/Österreich Anfang des Jahrhunderts gebaut und am Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) in Freiburg getestet. Ein größeres Unternehmen aus Baden-Württemberg produziert und vertreibt dieses Gerät seit 2001 in Deutschland und hat mit Unterstützung des Fraunhofer ISE die nächsten Gerätegeneration entwickelt.

Mit einem solchen Kompaktaggregat kann die gesamte Lüftung, Heizung und Warmwasserbereitung in einem Gerät von Größe und Aussehen eines Haushaltskühlschranks geleistet werden. Und nicht nur das, auch der Gesamtstromverbrauch ist nicht höher als der einer alten Kühl/Gefrier-Kombination.

Und was ist mit den Kosten? Dadurch dass Passivhäuser vermehrt gebaut werden, sind derartige Kompaktanlagen zu Massenprodukten geworden, so wie früher die atmosphärischen Ölheizungen oder Brennwertkessel. Die Kosten für derartig einfache Systeme wurden deshalb schon mittelfristig sehr gering.

In Passivhäusern wird aber nicht nur auf eine effiziente Wärmebereitstellung geachtet. Wasch- und Spülmaschinen sind mit Warmwasseranschlüssen ausgestattet, für die Beleuchtung wurden generell Kompaktleuchtstofflampen angeschafft, die verwendeten Kühlschränke verbrauchen weniger als 100 kWh im Jahr, die Kühltruhen weniger als 117 kWh/a.

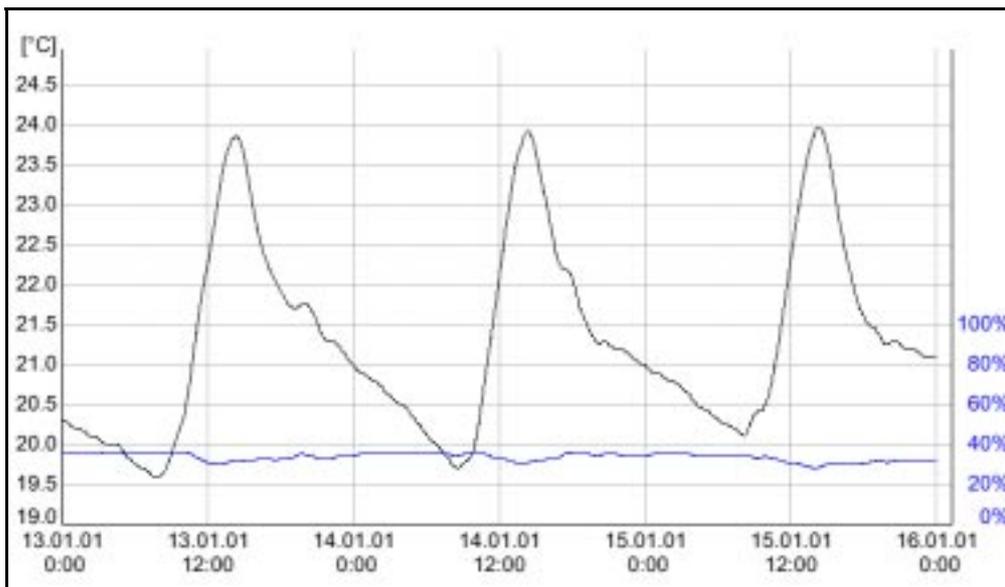
Die hohe Stromeffizienz im Passivhaus trägt auch dazu bei, die inneren Wärmelasten im Sommer gering zu halten: Dadurch fällt es leichter, auch in Hitzeperioden ein gutes sommerliches Innenklima aufrecht zu erhalten. Durchschnittlich werden in einem deutschen Haushalt ca. 32 kWh/(m²*a) an Haushaltsstrom verbraucht (Gesamtverbrauch ohne Speicherheizung). In den Passivhäusern in Darmstadt z.B. zeigten die Verbrauchsmessungen, dass der Stromverbrauch trotz der Zusatzanwendung "Wohnungslüftung" mehr als halbiert werden konnte.

Wie lebt es sich in einem Passivhaus?

„Ich werde oft gefragt, wie es sich in einem Passivhaus lebt,“ erzählt Herr Mustermann weiter. „Es ist einfach herrlich, ich möchte nicht mehr tauschen. Ich genieße es, hinter meinen großen Fenstern ähnlich wie in einem Wintergarten zu sitzen und mich von der Wintersonne wärmen zu lassen. Es gibt keinen einzigen kalten Raum und keine kalten Fenster mit Zugscheinungen, auch keine feuchten Räume oder Ecken. In jedem Zimmer haben wir immer frische Luft ohne zu lüften. Auch Rauchen oder Kochen in der Küche ist sehr schnell vergessen, weil permanent abgelüftet wird. Alle meine Gäste sind angenehm überrascht von dem einfachen System, das eigentlich hinter unserem Passivhaus steckt, und dass es ohne Heizsystem nicht kalt ist.“

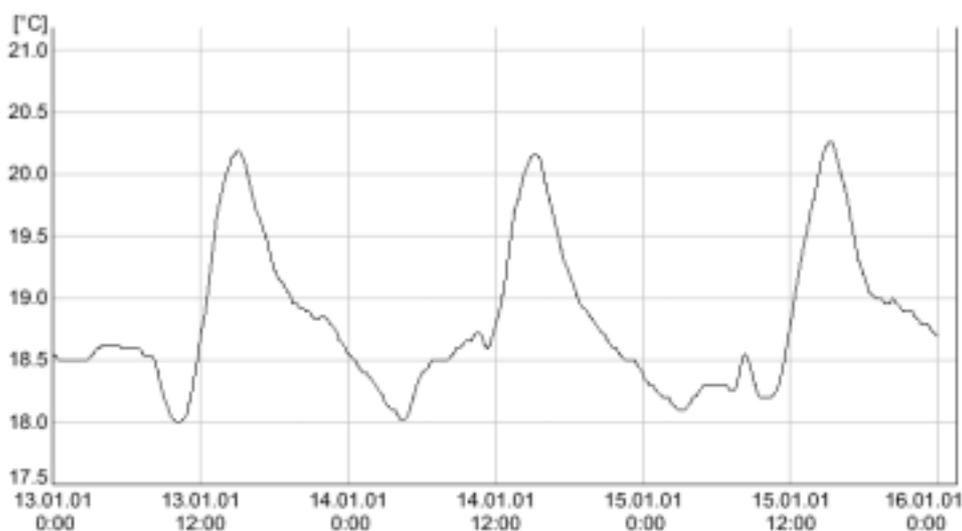
Aber mit 2 kw Nachheizregister in der Lüftung und ca. 2 kw Fußbodenheizung (die auf 3 Räume verteilt ist) lässt sich die Temperatur bei Bedarf leicht erhöhen und natürlich auch einzeln regeln. Mich selbst hat aber vor allem die Effizienz der Flachkollektoren überrascht. Bei -10° C und schönen blauen Himmel habe ich in der Steuerung eine Kollektortemperatur von 53° C ablesen können. Das reicht für über 50° C im Warmwasserspeicher. Sobald die Sonne scheint, gibt es (fast) kostenloses heißes Wasser.“

Die Raumtemperatur an diesem kalten sonnigen Wintertag ist in der folgenden Abb. aufgetragen. Dadurch dass die Wände nahezu die gleiche Temperatur wie die Raumluft aufweisen, ist das subjektive Temperaturempfinden sogar noch etwas angenehmer.



Herrlich zu sehen der Einfluss von Sonne auf die Temperaturen. Auch gut zu erkennen der langsame Abfall der Temperaturen trotz niedrigen Temperaturen von bis -10°C . Um 0.00 Uhr waren es immer noch 21°C . Die blaue Linie ist die Luftfeuchtigkeit (30% - 35%) die leider bei diesen niedrigen Außen-Luftfeuchte auch stark fällt. Im Normalfall sind es ca. 40% - 49%. (www.passivhaus-net.de)

Im Schlafzimmer ergab sich an diesem Tag folgender Temperaturverlauf, der zeigt, dass es hier etwas kühler ist als in den Wohnräumen:



Besonders häufig werden folgende Fragen an uns gestellt:

1) Kann ein Haus tatsächlich ohne Heizung funktionieren?



Die bereits bewohnten und auch gemessenen Passivhäuser beweisen es eindeutig: Auch in unserem Klima ist es möglich, Häuser mit einem derartig geringen Heizwärmebedarf zu bauen. Eine minimale Zulufterwärmung reicht aus, um das Haus auch im Winter behaglich warm zu halten. Die Messergebnisse aus den Passivhaus-Siedlungen beweisen, dass der Heizwärmebedarf schon im voraus genau berechnet werden kann und dass auch bei den unterschiedlichsten Nutzern der berechnete Bedarf im Mittel bestätigt wird.

2) Sind Passivhäuser nicht zu teuer?

Auch wenn es inzwischen schon viele Bauträger gibt, die Passivhäuser genauso günstig wie konventionelle Häuser anbieten, so gilt doch im Allgemeinen, dass die hohe Qualität der Passivhaus-Komponenten beim Bau für Mehrkosten sorgt. Für bereits gebaute Passivhäuser wurden diese Mehrkosten genau berechnet: Bei einem Reihenmittelhaus mit 100 m² Wohnfläche in Hannover-Kronsberg lagen sie Anfang des Jahrhunderts noch bei rund 7.500 EUR; bei einer Doppelhaushälfte in Nürnberg mit 130 m² Wohnfläche bei 13.140 EUR. Die Energieeinsparung, die jährlich zwischen 500 und 1.000 EUR ausmachte, sowie steuerliche Vorteile (Öko-Zulage) und der Zins-Vorteil durch die damalige Passivhaus-Förderung der Kreditanstalt für Wiederaufbau bewirkten aber, dass das Passivhaus im Vergleich zu einem konventionellen Gebäude schon damals die

günstigere Lösung war. Heute sind zwar die Steuervorteile und die günstigen Kredite weitgehend weggefallen, durch Standardisierung der Komponenten konnten aber die Mehrkosten deutlich gesenkt werden. Auf der anderen Seite sind die Einspareffekte durch die massiv gestiegenen Energiepreise in den letzten Jahren deutlich größer als noch im Jahr 2000.

3) Darf man im Passivhaus die Fenster öffnen?

Natürlich dürfen die Bewohner jederzeit die Fenster öffnen, sie müssen es aber nicht, denn im Passivhaus kommt immer ausreichend Frischluft über die Lüftungsanlage. Das hat viele Vorteile: Dank der Feinfilter bleiben Schmutz und Pollen draußen - anders als bei der Fensterlüftung. Auch wenn die Bewohner nicht zu Hause oder die Fenster über Nacht geschlossen sind - die Luftqualität im Haus ist immer hervorragend. Im Winter sollten allerdings die Fenster nicht über längere Zeit offen stehen, denn das führt - wie bei allen Häusern - dazu, dass die Raumlufttemperatur spürbar abkühlt und der Heizwärmeverbrauch ansteigt.

4) Häufig gibt es Bedenken wegen der Lüftungsanlage: Wie steht es mit Bakterien, Geräuschen und spürbarem Luftzug?

Die Lüftungsanlage im Passivhaus ist eine Frischluftanlage und keine Klimaanlage mit Umluftbetrieb, nur in letzterer können - bei schlechter Wartung - Probleme mit Keimen entstehen. Geräusche durch Ventilatoren und an den Luftventilen werden durch Schalldämpfer fast vollständig absorbiert. Die Frischluft wird über Weitwurfdüsen so in den Raum eingeworfen, dass sie zunächst an der Decke entlangstreicht und dann den Raum gleichmäßig und mit nicht wahrnehmbarer Geschwindigkeit durchströmt.

5) Ist das Passivhaus nicht ein kompliziertes Hightech-Haus?

Nein, das Passivhaus ist ein sehr gutmütiges und einfach zu bedienendes Haus. Die Komfortlüftung hat weniger Schaltknöpfe als ein normaler Fernseher! Das Passivhaus bietet Technik zum Anfassen: So kann der jährliche Filterwechsel der Lüftungsanlage von uns selbst durchgeführt werden, hierfür muss kein Handwerker geholt werden.

6) Wird das Haus im Sommer zu warm?

Die Praxiserfahrungen mit Passivhäusern haben gezeigt, dass die Superdämmung nicht zu sommerlicher Überhitzung führt. Das Innenklima erwies sich auch bei unserem Haus in der Hitzeperiode als gut (kühl). Die „Passivhaus Sommerklima Studie“ zeigt für unterschiedlichste Varianten von Passivhäusern, dass ein verbesserter Wärmeschutz einerseits die Wärmeverluste im Winter erheblich reduziert und andererseits hilft, „das sommerliche Innenklima kühl zu halten – unter der Voraussetzung, dass eine ausreichende Lüftung im Sommer möglich ist.“

Es konnte inzwischen wissenschaftlich nachgewiesen werden, „dass ein sehr guter Wärmeschutz sogar eine Verbesserung des Sommerklimas in den betroffenen Gebäuden ermöglicht.“

Ein wesentlicher Grund dafür besteht „in der großen thermischen Trägheit gut wärmegeprägter Häuser, die es erlauben, Wärme und Kälte über mehrere Tage zu speichern.“

Bei hochwärmedämmenden Fenstern müssen aber Sonnenschutzkonzepte bei der Planung berücksichtigt werden. Das wird entweder mit verschiedenen außenliegenden Verschattungseinrichtungen oder mit in den Scheibenzwischenraum integrierten Systemen erreicht (T. Kuhn, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg).

7.) Was veränderte sich für das Handwerk und die Bauindustrie, wie stellten sie sich hinreichend auf die steigende Nachfrage nach Passivhäusern ein?

Die Handwerker mussten noch viel lernen. Im einem Bericht des NEI aus dem Jahr 2000 wurden noch erhebliche Mängel bei der Installation und der Überprüfung der Lüftungsanlagen in 43 Häusern festgestellt. So war nach diesem Bericht zwar für ausreichende Abluft in Küchen, Bädern und Toiletten gesorgt, ausreichende Frischluftzufuhr war jedoch nur in jedem achten Kinderzimmer, jedem sechsten Wohnzimmer und keinem einzigen Schlafzimmer gewährleistet. Ursache dafür waren sowohl Baumängel als auch mangelhafte Wartung und falsche Bedienung der Anlagen.

Inzwischen ist das Schnee von gestern. Heute sorgt ein Gütesiegel für die ordnungsgemäße Installation. Es gibt funktionierende Überwachungssysteme und zusätzliches Wissen ist in die Ausbildungen eingeflossen.

6.1.2 Wirtschaftliches Einsparen, das Maß aller Dinge

Neben der ökologischen Notwendigkeit, wärmetechnische Sanierungsmaßnahmen bei bestehenden Gebäuden durchzuführen, ist es aus ökonomischen Gründen sinnvoll, Maßnahmen zur sparsamen und rationellen Energienutzung dann umzusetzen, wenn sie auch zu Netto-Kosteneinsparungen führen.

Bei der Analyse von Energiesparmaßnahmen geht es dabei um die Fragestellung, ob sich eine positive Verzinsung des investierten Kapitals im Rahmen der Lebensdauer eines Bauteils ergibt, und welche der möglichen Investitionen aus einer Reihe von Maßnahmen davon die kostengünstigste ist. Bei volkswirtschaftlichen Rentabilitätsbetrachtungen für die Realisierung von Einsparpotenzialen ist zu beachten, dass alle Parameter bei den nachfrageseitigen Optionen analog zur wirtschaftlichen Bewertung von Angebotsinvestitionen gewählt werden. Es muss verhindert werden, die subjektiv häufig wesentlich kürzeren Amortisationszeiten einzelner Akteure (z.B. Haushalte) zugrunde zu legen. Für die Bestimmung der jährlichen Mehrkosten von energetischen Sanierungsmaßnahmen im Gebäudebestand ist deshalb in Tabelle 6-7 und 6-8 nicht nur von einem (realen) Zinssatz von 4% ausgegangen worden, sondern es sind auch Amortisationszeiten unterstellt worden, die der durchschnittlichen technischen Lebensdauer der Komponenten entsprechen. Dementsprechend wurden beispielsweise Dämmstoffe mit 20 Jahren und Fenster mit 15 Jahren technischer Lebensdauer (vgl. VDI 2067) bewertet.

Tabelle 6-7: Einsparkosten (Mehrkosten) der Sanierungsmaßnahmen im Altbaubestand der ABL

Gebäudetyp	spezifischer vor Sanierung kWh/m ²	Nutzenergiebeda nach Sanierung kWh/m ²	Energie-Einsparkosten Cent/kWh				Gesamte E-Espk Cent/kWh
			1 DA	2 AW	3 KE	4 FE	
EFH1918A/B	239	93	1,5	0,6	1,6	1,4	1,1
EFH1948C	221	80	1,5	0,7	1,8	1,3	1,2
EFH1957D	251	88	5,2	0,4	1,1	0,7	1,2
EFH1968E	192	71	1,9	0,6	1,3	0,8	1,2
EFH1978F	180	109	7,3	1,7	3,1	0,8	2,7
EFH1983G	159	88	5,1	1,0	1,4	1,6	1,8
EFH1987H	162	109	6,8	4,1	3,2	0,9	3,4
EFH1995I	96	55	12,1	1,6	6,5	0,8	3,2
GMH1918A/B	138	61	1,4	0,4	1,1	0,9	0,9
GMH1948C	210	75	1,3	0,4	1,2	0,9	0,7
GMH1957D	163	69	1,9	0,6	1,2	0,9	0,9
GMH1968E	172	64	2,1	0,4	1,5	1,1	0,6
GMH1978F	158	67	1,6	0,5	1,6	0,9	0,7
HH1968E	114	63	2,5	0,7	1,5	0,8	0,9
HH1978F	137	98	8,1	0,9	2,5	0,8	1,1
KMH1918A/B	204	68	1,8	0,4	1,2	0,5	0,7
KMH1948C	168	71	1,5	0,7	0,9	0,9	0,9
KMH1957D	206	85	1,6	0,6	1,1	0,9	1,0
KMH1968E	188	62	0,7	0,4	1,7	0,9	0,7
KMH1978F	145	71	1,6	0,7	1,6	1,2	1,1
KMH1983G	123	80	12,1	1,0	5,2	1,2	2,2
KMH1987H	98	66	7,2	1,1	31,0	1,1	2,8
KMH1995I	98	59	12,1	1,6	3,6	0,8	2,1
Mittel	176	78					

Tabelle 6-8: Einsparkosten (Mehrkosten) der Sanierungsmaßnahmen im Altbaubestand der NBL

Gebäudetyp	spezifischer vor Sanierung kWh/m ²	Nutzenergiebeda nach Sanierung kWh/m ²	Maßnahmen Kennzeichen Energie-Einsparkosten Cent/kWh				Gesamte E-Espk Cent/kWh
			1 DA	2 AW	3 KE	4 FE	
N-EFH1918A/B	401	102	1,2	0,4	1,0	0,6	0,8
N-EFH1945C	341	82	0,8	0,4	0,9	0,7	0,6
N-EFH1945D/E	387	111	1,0	0,4	0,9	0,2	0,7
N-EFH1970G	223	88	2,7	0,5	1,8	0,4	1,1
N-EFH1990H	189	92	3,5	1,0	2,6	0,4	1,8
N-EFH1995I	97	53	12,1	1,6	3,6	0,4	2,9
N-GMH1918B	189	79	1,3	0,5	1,2	0,0	0,6
N-GMH1980F	130	73	2,7	0,7	1,2	0,0	0,8
N-GMH1985G	119	66	4,9	0,7	1,2	0,0	0,9
N-GMH1990H	93	60	4,9	1,2	1,2	0,0	1,4
N-GMH1995I	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
N-HH1985F	126	61	2,7	0,6	1,2	0,0	0,6
N-HH1985G	166	104	1,8	0,7	1,2	0,0	0,5
N-KMH1918A	276	81	0,9	0,3	0,7	0,1	0,5
N-KMH1918B	154	68	1,3	0,6	1,2	0,1	0,9
N-KMH1945C	154	70	1,3	0,4	1,0	0,1	0,7
N-KMH1960D	203	89	1,3	0,4	1,6	0,0	0,6
N-KMH1990E	206	92	1,3	0,4	1,2	0,0	0,6
N-KMH1995F	98	59	12,1	1,6	3,6	0,0	1,6
Mittel	209	79					

Vergleicht man die resultierenden Energieeinsparkosten mit einem anlegbaren Preis für die konventionelle Wärmebereitstellung von rund 2 Cent/kWh zeigt sich, dass der überwiegende Teil der in den Tabellen dargestellten Maßnahmen (mit Ausnahme der ausgefüllten Felder, d. h. vor allem Dachsanierungen) unterhalb dieser Wirtschaftlichkeitsgrenze liegt. Bei der Betrachtung der gebäudebezogenen Gesamteinsparkosten sieht man (Spalte: *Gesamte E-Espk*), dass sich hohe Sanierungskosten teilweise von billigeren Maßnahmen kompensieren lassen, so dass die Sanierungsmaßnahmen in der Summe wiederum als wirtschaftlich anzusehen sind.

Spezifisch günstige Maßnahmen können so teure Maßnahmen mitfinanzieren. Vor diesem Hintergrund ist es bautechnisch und letztendlich (vor allem unter Berücksichtigung der Nebenkosten für z. B. Gerüstaufbau) auch kostenseitig günstiger, alle anstehenden Sanierungsmaßnahmen (also nicht nur die Außenwanddämmung, sondern auch die Fenstersanierung und/oder Dachdämmung usw.) zeitgleich durchzuführen.

Die vor diesem Hintergrund insgesamt realisierbaren wirtschaftlichen Einsparpotenziale lassen sich aus Tabelle 6-9 (ABL) und 6-10 (NBL) entnehmen. Bei der Umsetzung von Einsparmaßnahmen mit spezifischen Kosten bis zum anlegbaren Preis von 2 cent/kWh ist danach ein Einsparpotenzial von ca. 822 PJ (214 PJ für die NBL) zu erzielen, was etwa 50% (59%) des gesamten Nutzenergiebedarfes entspricht. Die entsprechenden Mehrkosten belaufen sich in den ABL (NBL) dabei auf 28,9 Mrd. EUR (5,7 Mrd. EUR), die zeitgleich vermiedenen Brennstoffkosten betragen 4,6 Mrd. EUR/a (1,2 Mrd. EUR). Eine hinreichende Rückverzinsung der Investitionsmittel ist über die Lebenszeit der Bauteile damit garantiert.

Tabelle 6-9: Wirtschaftliche Einsparpotenzial, Gesamtkosten und jährliche Mehrkosten sowie vermiedene Brennstoffkosten für die ABL

Angebotskurve der Wärmedämmung sowie der vermiedenen Brennstoffkosten*) im Altbaubestand der Alten Bundesländer					
Anlegbarer Preis Cent/kWh	Einsparung PJ	Gesamtkosten Mio. EUR	Mehrkosten Mio. EUR/a	Vermiedene Brennstoffkosten Mio. EUR/a	Saldo (Mehr- kosten/Brenn- stoffkosten)
0,51	79,7	48.842	2.442	887	1.556
1,02	201,1	145.761	8.129	2.236	5.893
1,53	337,0	221.944	19.277	3.747	15.530
2,05	420,2	316.221	28.905	4.673	24.232
2,56	441,0	327.850	31.822	4.904	26.918
3,07	441,1	327.906	31.837	4.905	26.932
3,58	445,0	331.452	32.723	4.948	27.775
4,09	445,8	332.381	32.956	4.957	27.998
4,60	447,2	340.961	33.385	4.973	28.412
5,11	447,2	340.961	33.385	4.973	28.412
5,62	450,0	344.471	34.417	5.003	29.414
6,14	456,4	353.006	36.912	5.075	31.837
6,65	456,4	353.006	36.912	5.075	31.837
7,16	458,0	356.046	37.673	5.093	32.580
10,23	467,8	373.813	42.898	5.202	37.697
15,34	471,1	383.906	45.867	5.238	40.628
© Wuppertal Institut, 11.2001					
*) Brennstoffkosten verstehen sich als gesamte Wärmegestehungskosten					

Tabelle 6-10 Einsparpotenzial, Gesamtkosten und jährliche Mehrkosten sowie vermiedene Brennstoffkosten für die NBL

Angebotskurve der Wärmedämmung sowie der vermiedenen Brennstoffkosten*) im Altbaubestand der Neuen Bundesländer					
Anlegbarer Preis Cent/kWh	Einsparung PJ	Gesamtkosten Mio. EUR	Mehrkosten Mio. EUR/a	Vermiedene Brennstoffkosten Mio. EUR/a	Saldo (Mehrkosten/ Brennstoffkosten)
0,51	45,7	26.695	1.052	508	544
1,02	74,8	41.261	2.528	832	1.696
1,53	107,0	54.345	5.360	1.190	4.170
2,05	109,6	59.024	5.673	1.219	4.454
2,56	109,6	59.024	5.673	1.219	4.454
3,07	111,8	60.529	6.099	1.243	4.857
3,58	111,8	60.529	6.099	1.243	4.857
4,09	113,7	62.342	6.606	1.264	5.342
4,60	113,7	62.342	6.606	1.264	5.342
5,11	113,7	62.342	6.606	1.264	5.342
5,62	114,0	62.710	6.715	1.268	5.447
6,14	114,0	62.710	6.715	1.268	5.447
6,65	114,0	62.710	6.715	1.268	5.447
7,16	114,0	62.710	6.715	1.268	5.447
10,23	114,0	62.710	6.715	1.268	5.447
15,34	114,5	64.111	7.127	1.273	5.854

© Wuppertal Institut, 11.2001

*) Brennstoffkosten verstehen sich als gesamte Wärmegestehungskosten

6.1.3 Entwicklung des Raumwärmebedarfes in den Szenarien

Zuvor wurde aufgezeigt, an welchen Stellen die größten Einsparpotenziale im Gebäudebereich liegen und zu welchen Kosten sie umzusetzen sind. In den beiden hier betrachteten Szenarien („Effizienz“ und „Nachhaltigkeit“) kommt es zu einer unterschiedlichen Ausschöpfungsrate der zur Verfügung stehenden Optionen. Entscheidend ist dabei (vgl. Baukastensystem aus Kapitel 3) welche Eingriffstiefe zugrundegelegt werden kann.

Vergleichsbasis für die beiden Szenarien ist die Entwicklung unter Status-Quo Bedingungen. Aufgrund einer Vielzahl von Hemmnissen wird hier nur ein Teil der vorliegenden Möglichkeiten genutzt, auch wenn es sich hierbei vielfach um wirtschaftliche Maßnahmen handelt. Erfahrungswerte zeigen, dass sich die Gebäudesanierung nur selten an dem gegenwärtig gängigen technischen bzw. ökonomischen Wärmeschutzniveau orientiert. Zwar werden jedes Jahr an 2,5% aller Gebäude Maßnahmen an der Gebäudehülle durchgeführt, jedoch nur in etwa jedem fünften Fall gleichzeitig auch eine

energetische Sanierung durchgeführt. Aufgrund der mit 0,5%/a sehr geringen energetischen Sanierungsrate spricht man auch von einem erheblichen Sanierungsstau bei den Altbaubeständen. Aber auch im Neubaubereich bleiben viele Potenziale ungenutzt. Dies ist nicht zuletzt auch deswegen so, weil die jeweils gültigen Verordnungen (bisher die WschVO 1995) nicht in letzter Konsequenz umgesetzt werden. Mangelnde Kontrollen und fehlendes Personal lassen hier gewaltige Schlupflöcher offen.

In den Szenarien Effizienz und Nachhaltigkeit wird mit der derzeitigen Praxis gebrochen, um hinreichende Einsparpotenziale mobilisieren zu können. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Energieeinsparverordnung im Gebäudebestand nicht nur eingehalten wird, sondern der Sanierungsstau auch auf breiter Front aufgehoben wird. Dem Masseneffekt wird in den Szenarien der eindeutige Vorrang gegenüber spezifisch sehr hohen Minderungsraten gegeben. Eine Verschärfung der Sanierungsziele in Richtung Niedrigenergiehausstandard oder sogar Passivhaus-Standard wäre hingegen viel teurer und würde auch keinen ausreichenden Minderungseffekt erreichen lassen. Hierdurch nehmen die ohnehin schon hohen Umsetzungsdefizite zu, was einer notwendigen Erhöhung der Sanierungsrate entgegenwirkt. Einsparmaßnahmen, die aus bauphysikalischer Sicht angemessen und wirtschaftlich lukrativ sind (wie es bei den meisten Vorgaben der EnEV der Fall ist), sind für eine breite Umsetzungspolitik akzeptabler. Daher wird in den zwei Szenarien von einer verstetigten Sanierungspraxis ausgegangen, die auf der Grundlage der EnEV 2000 basiert und die kontinuierlich durch flankierende Maßnahmen auf allen Umsetzungsebenen, vom Bund über die Länder bis zu hin zu den lokalen Akteuren (Hausverwaltungen/-eigentümer), eine breite Anwendung findet. Dabei unterscheidet sich das Szenario Effizienz von dem Szenario Nachhaltigkeit in den folgenden Punkten:

Im Szenario Effizienz kommt es zu einer Umsetzungsrate der oben aufgeführten Wärmedämm-Maßnahmen im Altbaubestand zu 1,2%/a der Wohnflächen bei einer Ausschöpfung aller Maßnahmen mit Einsparkosten von bis 2 Cent/kWh, die energetische Sanierungsrate wird in diesem Szenario dementsprechend etwa verdoppelt und eine kosteneffiziente Verbesserung der Gebäudehülle durchgeführt

Im Szenario Nachhaltigkeit wird von einer Sanierungsrate von 2%/a ausgegangen. Im gesamten Szenariozeitraum bis zum Jahr 2050 wird der gesamte Gebäudebestand einmal saniert. Dabei werden alle Maßnahmen umgesetzt, die einzelwirtschaftlich bis 4 Cent pro eingesparte kWh kosten, deren gesamten gebäudebezogenen Einsparkosten jedoch den anlegbaren Preis von 2 Cent/kWh nicht übersteigen. Im Vergleich zum Szenario Effizienz kommt es im Nachhaltigkeitsszenario zu einer Kompensation zwischen spezifisch teureren Maßnahmen und billigeren Optionen. Gegenüber der konventionellen Wärmebereitstellung ist der resultierende Maßnahmenmix aber immer noch wirtschaftlich.

Tabelle 6-11 stellt die Vorgaben für die beiden Szenarien vergleichend gegenüber.

Tabelle 6-11: Technisches und wirtschaftliches Einsparpotenzial sowie resultierende Ausschöpfung der Potenziale in den Szenarien

	Einheit	ABL	NBL
Nutzenergieverbrauch 1999	PJ (%)	1.642 (100%)	359 (100%)
Technisches Einsparpotenzial	PJ (%)	920 (56%)	224 (63%)
Wirtschaftliches Einsparpotenzial - bis 2 Cent/kWh - bis 4 Cent/kWh	PJ (%) "	822 (50%) 872 (53%)	214 (59%) 224 (63%)
Umgesetzte Einsparung (Erwartungspotenzial)	PJ		
Szenario Effizienz (Sanierungsrate 1,2%/a)	a.	264 (16%)	162 (45%)
Szenario Nachhaltigkeit (Sanierungsrate 2%/a)		690 (42%)	213 (59%)

Quelle: Modellergebnisse Wuppertal Institut (2001)

Ein Teil der durch die Altbausanierung erreichbaren absoluten Energieeinsparung wird durch den Neubau von Gebäuden im Rahmen der Zunahme der Wohnfläche kompensiert. Dabei stehen aber auch für den Neubau zunehmend kostengünstige, energie- und ressourcenschonendere Alternativen zur Verfügung. Bereits unter Status-Quo Bedingungen kann davon ausgegangen werden, dass im betrachteten Zeitraum 2000 bis 2050 ökologisch-orientierte Bauweisen wie Niedrig- und Passivhausbauweisen immer stärkere Marktanteile erzielen können. Insbesondere der Niedrigenergiehausstandard gilt schon heute als Stand der Technik, so dass im Rahmen einer Klimaschutzstrategie unterstellt werden kann, dass es im Zuge z.B. einer weiteren Verschärfung der EnEV zu einer Verankerung von Kennwerten der Niedrigenergiehaus-Bauweise kommen wird. Als Ausgangspunkt für die hier entwickelten Szenarien wurde angenommen, dass die Mindestanforderungen an den Neubau soweit verschärft werden, dass etwa 50% der neu errichteten Ein- und Mehrfamilienhäuser ab dem Jahre 2005 nach Niedrigenergie-Standard gebaut werden. Der übrige Teil der neu errichteten Gebäude wird aber trotz der Verschärfung zwischen 2005 und 2010 noch nach den Anforderungen der EnEV gebaut. Dabei wird unterstellt, dass ggf. Übergangsfristen eingeräumt werden und auch die notwendige Verstärkung der Kontrollmöglichkeiten erst nach einer gewissen Einführungsphase richtig greifen wird.

Für den Zeitraum nach dem Jahr 2010 wird ferner angenommen, dass es zu einer Forcierung der Passivhaus-Bauweise kommen wird, so dass ein Anteil von 20% im Einfamilienhaus- und 15% im Mehrfamilienhausbereich erreicht werden kann. Tabelle 6-12 verdeutlicht die Entwicklung der zugrunde gelegten Umsetzungsraten für den Neubau sowie die resultierenden Energiekennzahlen der Neubaustandards, wobei für beide Szenarien von einer vergleichbaren Entwicklung ausgegangen wird..

Tabelle 6-12: Entwicklung der Umsetzungsraten unterschiedlicher Neubaustandards in den Szenarien

errichtet von...bis...	EnEV	NEH	PH	kWh/m2**a
Ein-/Zweifamilienhäuser (%)				
2000 bis 2005	50	50	0	57
2006 bis 2010	0	80	20	41
2011 bis 2020	0	70	30	36
2021 bis 2030	0	60	40	26
2030 bis 2050		30	70	23
Mehrfamilienhäuser (%)				
2000 bis 2005	60	40	0	50
2006 bis 2010	10	75	15	37
2011 bis 2020	0	80	20	35
2021 bis 2030	0	55	45	29
2030 bis 2050		30	70	21
*) Gewichtete Energiekennzahl				

Quelle: Modellannahmen Wuppertal Institut (2001)

Neben gebäudetechnischen Maßnahmen kann auch eine Verbesserung von Heizungsanlagen zu einer Einsparung von Energie beitragen. Dabei stehen folgende Optionen zur Verfügung:

- Verbesserung der Nutzungsgrade durch Heizungsanlagenerneuerung,
- effizientere Heizungsanlagensteuerung (Pumpen/Regelung),
- Verminderung der Verteilungsverluste,
- Energieträgersubstitution.

Besonders der letzte Punkt ist für eine Reduzierung von Luftschadstoff- und Treibhausgasemissionen von besonderer Bedeutung. In den vorliegenden Szenarien erfolgt insbesondere eine verstärkte Nutzung der KWK (vgl. Kapitel 5) und der erneuerbaren Energien. Nachfolgende Abbildungen stellen die veränderte Energieträgerstruktur bei der Versorgung der privaten Haushalte mit Raumwärme und Warmwasser in den beiden Szenarien zusammenfassend gegenüber. Dabei wurde neben dem Raumwärmebedarf auch die Warmwasserbereitstellung in die Betrachtung integriert, da beide zumeist mit den gleichen Anlagen gedeckt werden.

Abbildung 6-1: Energieträgerstruktur bei der Wärmeversorgung (Warmwasser und Raumwärme) der privaten Haushalte im Szenario Effizienz

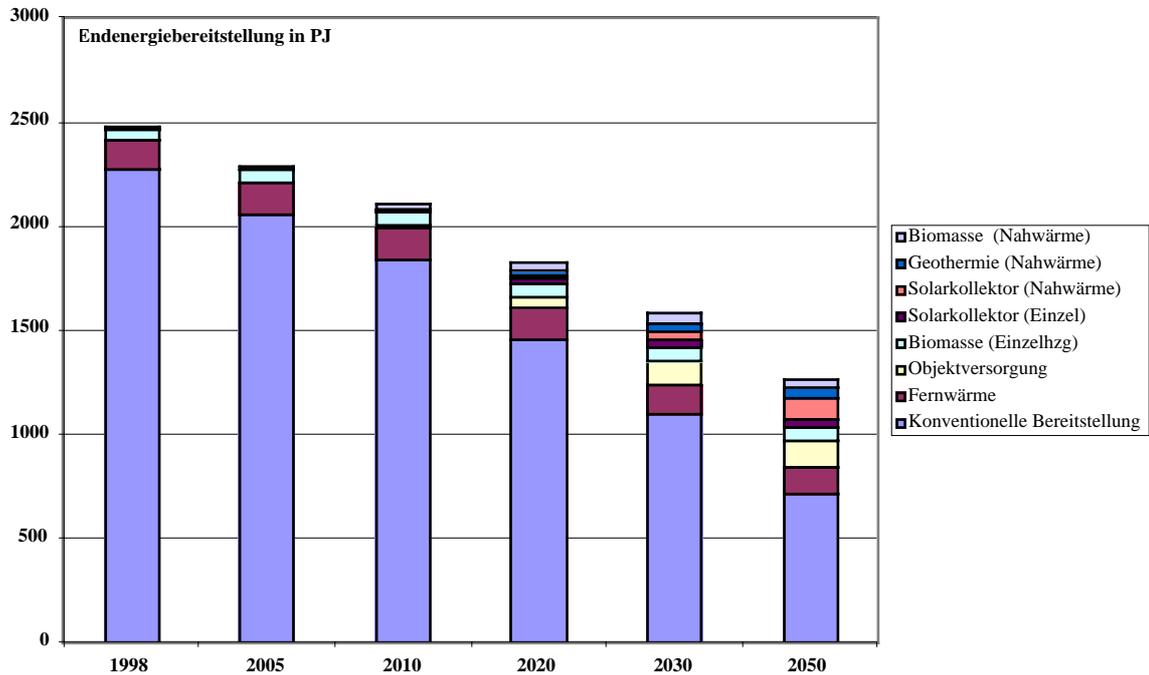
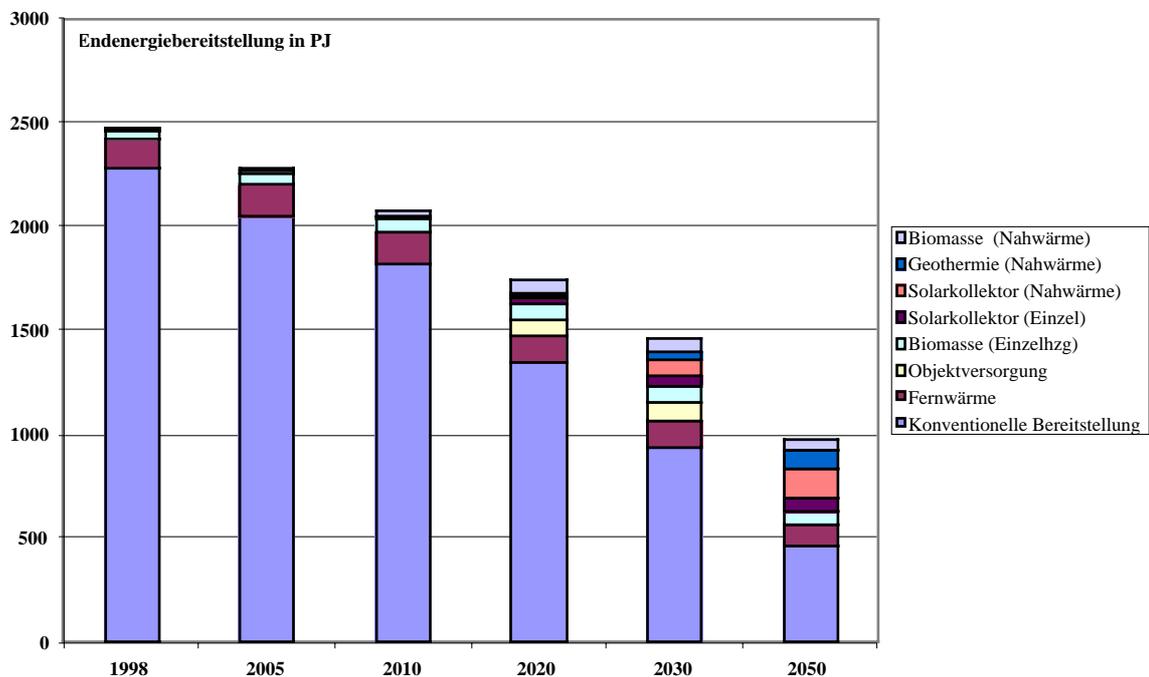


Abbildung 6-2: Energieträgerstruktur bei der Wärmeversorgung (Warmwasser und Raumwärme) der privaten Haushalte im Szenario Nachhaltigkeit



Die Entwicklung der übrigen (konventionellen) Heizungsanlagen ist für die beiden Szenarien ähnlich und weicht auch nicht grundsätzlich von den Status-Quo Bedingungen ab. Wesentliche Merkmale sind der verstärkte Einsatz von Gas in Brennwertgeräten, der Abbau von Einzelraum- und Etagenheizungen, die sukzessive Substitution

Nachtspeicherheizungen und eine leichte Zunahme der Gas- und auch der elektrischen Wärmepumpen. Gerade bei den letztgenannten Anlagen ist dabei eine gesamtsystemare Betrachtungsweise unter Einschluss der vorgelagerten Prozesskette (rückläufige CO₂ - Kennziffern der Stromversorgung) im Hinblick auf die ökologische Bewertung notwendig. Wie die Konfliktszene „Wer ist ökologischer, Brennstoffzelle oder Elektro-Wärmepumpe?“ zeigt, kann es hier zudem zu zeitlichen Veränderungen der Verhältnisse kommen.

Eine detaillierte Darstellung der Energiebilanz der Wärmeversorgung der privaten Gebäude ist nachfolgenden Tabellen zu entnehmen.



Tabelle 6-13: Entwicklung der Endenergieverbräuche für Raumwärme und Warmwasser im Szenario Effizienz im Bereich der privaten Haushalte in Deutschland

Endenergiebilanz (RW + WW)		PJ		Szenario: Effizienz		
nach Heizungssysteme	1998	2010	2020	2030	2040	2050
Zentralheizungen						
Fernwärme	141,00	204,28	252,16	298,60	317,72	337,61
Öl-NT	907,34	647,02	393,23	165,91	119,40	52,03
Gas-NT	945,42	727,49	503,18	307,12	189,19	80,98
Kohle-Z	100,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Strom-Z	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Etagenheizungen						
Gas	30,51	5,38	4,22	0,00	0,00	0,00
Einzelöfen						
Öl	35,66	16,81	4,07	0,00	0,00	0,00
Gas	32,07	15,29	13,55	0,00	0,00	0,00
Kohle	111,63	48,20	0,00	0,00	0,00	0,00
Strom	156,76	90,97	17,59	0,38	0,00	0,00
Effizienztechnik						
Strom-WP	7,24	15,71	19,15	20,37	25,95	32,71
Gas-WP	0,00	9,26	13,18	17,06	22,81	30,49
Gas-Brennwert	0,00	240,98	510,07	664,91	651,44	622,71
Solar	2,80	12,49	24,72	39,22	45,39	51,73
Biomasse	3,00	73,09	76,09	72,52	64,67	58,51
Summe	2.473,80	2.106,97	1.831,20	1.586,09	1.436,56	1.266,77
nach Energieträger						
PJ	1998	2010	2020	2030	2040	2050
Fernwärme**)	141,00	204,28	252,16	298,60	317,72	337,61
Öl	943,00	663,84	397,29	165,91	119,40	52,03
Gas	1008,00	998,39	1044,20	989,09	863,44	734,17
Kohle	212,00	48,20	0,00	0,00	0,00	0,00
Strom	164,00	106,68	36,74	20,75	25,95	32,71
Solar	2,80	12,49	24,72	39,22	45,39	51,73
Biomasse	3,00	73,09	76,09	72,52	64,67	58,51
Summe	2.473,80	2.106,97	1.831,20	1.586,09	1.436,56	1.266,77
Index	100,0%	85,2%	74,0%	64,1%	58,1%	51,2%
Index (%)						
1998	2010	2020	2030	2040	2050	
Fernwärme	3,3%	6,4%	10,1%	13,0%	12,9%	13,4%
Öl	44,3%	37,4%	28,5%	15,3%	13,0%	6,7%
Gas	38,3%	44,1%	56,0%	67,6%	69,5%	74,5%
Kohle	7,4%	3,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Strom	6,8%	6,1%	2,1%	0,8%	1,1%	1,7%
Solar	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Biomasse	0,0%	2,7%	3,2%	3,4%	3,4%	3,6%
Summe	100%	100%	100%	100%	100%	100%

© Wuppertal Institut 2

Quelle: Modellergebnisse Wuppertal Institut (2001)

Tabelle 6-14: Entwicklung der Endenergieverbräuche für Raumwärme und Warmwasser im Szenario Nachhaltigkeit für den Bereich private Haushalte in Deutschland

Endenergiebilanz (RW + WW)		Szenario: Nachhaltigkeit					PJ
nach Heizungssysteme	1998	2010	2020	2030	2040	2050	
Zentralheizungen							
Fernwärme	141,00	195,69	241,04	303,54	416,81	496,37	
Öl-NT	907,34	593,94	336,39	166,58	67,13	7,35	
Gas-NT	945,42	708,14	463,65	256,37	114,89	24,06	
Kohle-Z	100,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Strom-Z	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Etagenheizungen							
Gas	30,51	5,65	4,15	0,00	0,00	0,00	
Einzelöfen							
Öl	35,66	16,17	3,75	0,00	0,00	0,00	
Gas	32,07	14,70	12,49	0,00	0,00	0,00	
Kohle	111,63	56,13	10,36	0,00	0,00	0,00	
Strom	156,76	87,86	16,23	0,37	0,00	0,00	
Effizienztechnik							
Strom-WP	7,24	15,40	18,46	19,03	21,48	22,71	
Gas-WP	0,00	7,75	9,61	11,27	14,63	17,98	
Gas-Brennwert *)	0,00	296,38	537,92	603,80	461,29	266,21	
Solar	2,80	10,68	17,33	33,67	55,40	74,62	
Biomasse	3,00	72,54	72,30	73,79	78,58	73,49	
Summe	2.473,80	2.081,03	1.743,67	1.468,43	1.230,21	982,81	
nach Energieträger							
Fernwärme**)	141,00	195,69	241,04	303,54	416,81	496,37	
Öl	943,00	610,11	340,14	166,58	67,13	7,35	
Gas	1008,00	1032,63	1027,81	871,44	590,81	308,26	
Kohle	212,00	56,13	10,36	0,00	0,00	0,00	
Strom	164,00	103,25	34,69	19,41	21,48	22,71	
Solar	2,80	10,68	17,33	33,67	55,40	74,62	
Biomasse	3,00	72,54	72,30	73,79	78,58	73,49	
Summe	2.473,80	2.081,03	1.743,67	1.468,43	1.230,21	982,81	
Index	100,0%	84,1%	70,5%	59,4%	49,7%	39,7%	
Index (%)							
Fernwärme	5,7%	9,4%	13,8%	20,7%	33,9%	50,5%	
Öl	38,1%	29,3%	19,5%	11,3%	5,5%	0,7%	
Gas	40,7%	49,6%	58,9%	59,3%	48,0%	31,4%	
Kohle	8,6%	2,7%	0,6%	0,0%	0,0%	0,0%	
Strom	6,6%	5,0%	2,0%	1,3%	1,7%	2,3%	
Solar	0,1%	0,5%	1,0%	2,3%	4,5%	7,6%	
Biomasse	0,1%	3,5%	4,1%	5,0%	6,4%	7,5%	
Summe	100%	100%	100%	100%	100%	100%	

© Wuppertal Institut 200

*) Gas-Brennwertanteile sind für 1998 noch unter Gas-NT geführt

Konfliktszene: Wer ist ökologischer, Brennstoffzelle oder Elektro-Wärmepumpe?

Im holzverkleideten großen Hörsaal hören wir, was uns Prof. Wehrlimann erzählt, jener mittlerweile in die Jahre gekommene „Papst“ der technischen Wärmelehre. Mit seinem schweizerischem Akzent, der dickverglasten Brille und aus der Stirn gekämmten Haaren erinnert er etwas an Max Frisch, als er über die Zusammenhänge der „Wärmeversorgung im nachhaltigen Energiesystem“ berichtet. Er wolle sich, so sagt er, zunächst auf ein unterschiedliches, ja fast gegensätzliches Paar konzentrieren, „die Brennstoffzelle und die Elektrowärmepumpe“.

Das Ziel einer nachhaltigen, d.h. möglichst CO₂-günstigen Wärmeversorgung beispielsweise der privaten Haushalte könne nach Ausschöpfung des Potenzials an regenerativen Energiequellen erreicht werden durch

- a) eine Effizienztechnik wie die Wärmepumpe, die ein Großteil der nötigen Wärme aus der Umgebung entzieht, und so hohe Effizienz im Hinblick auf die eingesetzte Endenergie erreicht,
- b) die Effizienztechnik Kraft-Wärme-Kopplung auf Brennstoffzellenbasis, die neben der benötigten Wärme auch Strom bereitstellt, und so ihren Nutzungsgrad und – über die Stromgutschrift – ihre CO₂-Effizienz verbessert.

In der Natur eines zukünftigen und insbesondere nachhaltigen Energiesystems liege es, so sagt uns Prof. Wehrlimann, aufgrund dessen Nichtvorhandensein Annahmen treffen zu müssen über sein mögliches Aussehen. Das geschehe in Energieszenarien: Aus Ihnen können wir eine wichtige Größe für den Vergleich von Brennstoffzellen und Elektrowärmepumpen zur Wärmeerzeugung ermitteln: die CO₂- (äquivalenten) Emissionen der Gesamtstromerzeugung. Warum ist gerade diese Größe so wichtig? Aus der Zielsetzung eines nachhaltigen Energiesystems ergibt sich als ökologisches Kriterium neben den – vornehmlich lokal wirkenden – Schadstoffemissionen vor allem und insbesondere die Klimawirksamkeit, vereinfacht gemessen an den CO₂- (äquivalenten) Emissionen. Der Vergleich zweier Techniken der Wärmeerzeugung hinsichtlich Klimawirksamkeit ergibt sich durch den Vergleich der jeweiligen spezifischen Klimagasemissionen pro erzeugter Wärmemenge. Eine wesentliche Einflußgröße dabei ist, so lernen wir, der Emissionsfaktor der Stromerzeugung: denn er bestimmt bei der mit Strom betriebenen Wärmepumpe direkt die Emissionen, bei der Strom produzierenden Brennstoffzelle sorgt er für eine Emissions-Gutschrift aufgrund des zurückgespeisten Stroms.

Bei unterschiedlichen Annahmen bezüglich der zukünftigen Entwicklung des Stromerzeugungssystems – insbesondere des Anteils an regenerativen Energiequellen darin – zeigt auch der Emissionsfaktor eine unterschiedliche Entwicklung. Prof.

Wehrlimann legt eine Graphik der möglichen Entwicklung des Emissionsfaktors der öffentlichen Stromerzeugung für die nächsten fünfzig Jahre auf, einmal unter der Annahme eines Klimaschutz-, das andere Mal unter der Annahme eines Trendszenarios:

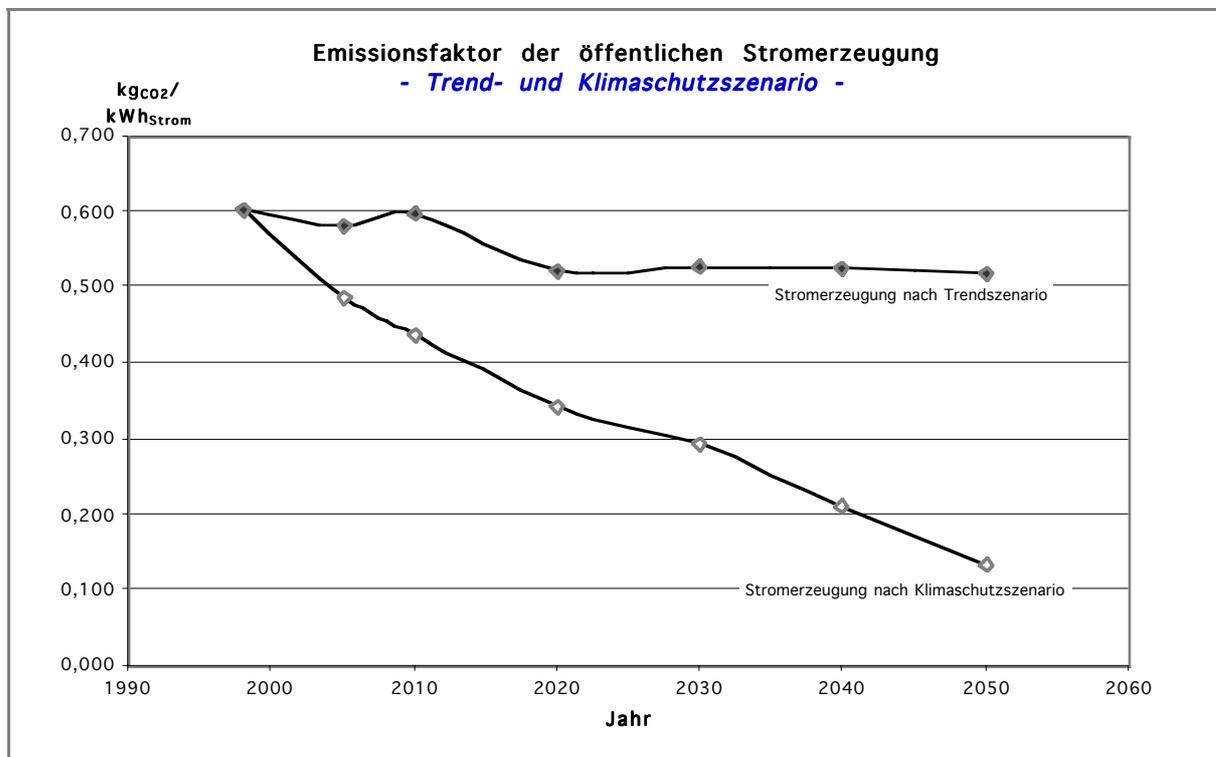


Abbildung 6-3: Entwicklung des spezifischen CO₂-Emissionsfaktors der Stromerzeugung im Szenariovergleich

Wie zu erwarten, meint Prof. Wehrlimann, entwickelt sich der Emissionsfaktor im Laufe der Zeit weit auseinander. Während die Stromerzeugung im Trendfall zwischen 2020 und 2050 nahezu gleich emissionsarm – oder -reich – bleibt, sinken die CO₂-Emissionen im Klimaschutzfall erheblich, nämlich bis auf ca. ein Fünftel des Wertes im Trendfall im Jahr 2050.

Wie wirkt sich dies wiederum auf den Vergleich von Brennstoffzelle und Elektrowärmepumpe aus? Wenn man von den charakteristischen Kenndaten der Brennstoffzellen ausgeht, kann man daraus folgende Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen von Elektrowärmepumpen und Brennstoffzellen zur Wärmeerzeugung ableiten, zeigt uns Prof. Wehrlimann (vgl. Abbildung 6-4).

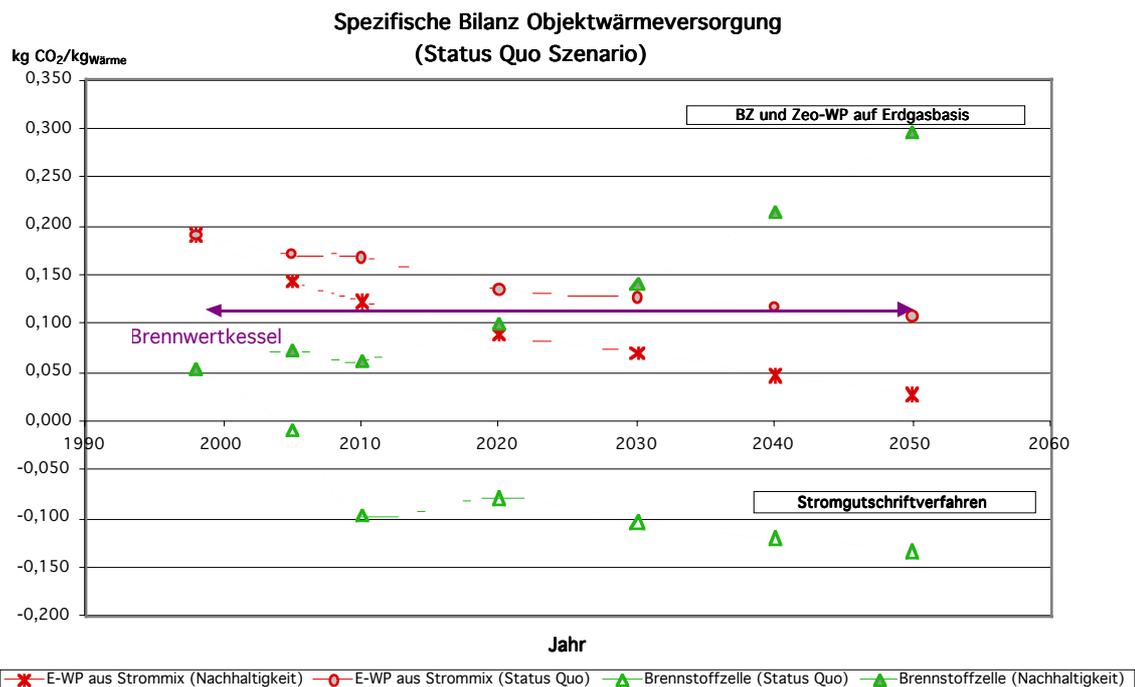


Abbildung 6-4: Spezifische CO₂-Emissionen von Brennstoffzellen und Elektrowärmepumpen im Szenariovergleich

Die Konsequenz für den CO₂-Vergleich der Wärmeerzeugung aus Brennstoffzellen-Wärmeversorgungsanlagen und Elektro-Wärmepumpenanlagen sei eine nahezu dramatische, meint er. Während unter Status Quo bedingungen die Wärmeerzeugung aus Brennstoffzellenanlagen aufgrund der Höhe der Emissionsgutschriften aus der Stromerzeugung stets besser dasteht als diejenige Erzeugung mittels Elektrowärmepumpen, zeigt dieses Bild im Nachhaltigkeitsszenario einen regelrechten Umschlagpunkt: ab dem Jahr 2020 ist die Wärmeerzeugung aus Elektrowärmepumpen – vorausgesetzt die im Nachhaltigkeitsszenario avisierte deutliche Verringerung der spezifischen Emissionen der Stromerzeugung werden erreicht - durchweg ökologisch sinnvoller als diejenige der gekoppelten Erzeugung aus Brennstoffzellenanlagen.²

² Hierbei ist desweiteren folgendes zu beachten:

- a) es wird angenommen, dass der Einsatz der Elektrowärmepumpen und Brennstoffzellen keinen Einfluß auf den Emissionsfaktor der Stromerzeugung habe. Dies ist nur zulässig, solange der Beitrag dieser Anlagen am gesamten Stromaufkommen relativ gering ist. Relevante Beiträge von Elektrowärmepumpen wirken sich prinzipiell verschlechternd auf den Emissionsfaktor der Stromerzeugung aus (aufgrund der höheren Nachfrage, die im Zweifelsfall fossil gedeckt werden muß). Es zeigt sich jedoch, dass z.B. unter der Annahme, dass der Mehrbedarf an Strom durch moderne GuD-Kraftwerke bereitgestellt wird, Elektrowärmepumpen im Klimaschutzszenario immer noch günstiger sind als Brennstoffzellenanlagen.
- b) Elektrowärmepumpen und Brennstoffzellenanlagen können nicht universell zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden. Obige Annahmen beziehen sich auf den Einsatz in privaten Haushalten mit Niedertemperaturheizsystemen. Die Elektrowärmepumpe ist dabei auch zur Warmwasserbereitung ausgelegt. Es ist allerdings so, dass im realen System Brennstoffzellen nahezu nie monovalent – ohne einen unterstützenden Spitzenlastkessel – eingesetzt werden, und auch Elektrowärmepumpen bei monovalenter Auslegung höhere Investitionen nach sich ziehen. Ein korrekter Vergleich müßte dementsprechend auf der Grundlage der Anteile oben betrachteter Versorgungsanlagen inclusive der Anteile eventueller Spitzenlastkessel angestellt werden. Dabei würde die Brennstoffzelle aufgrund des

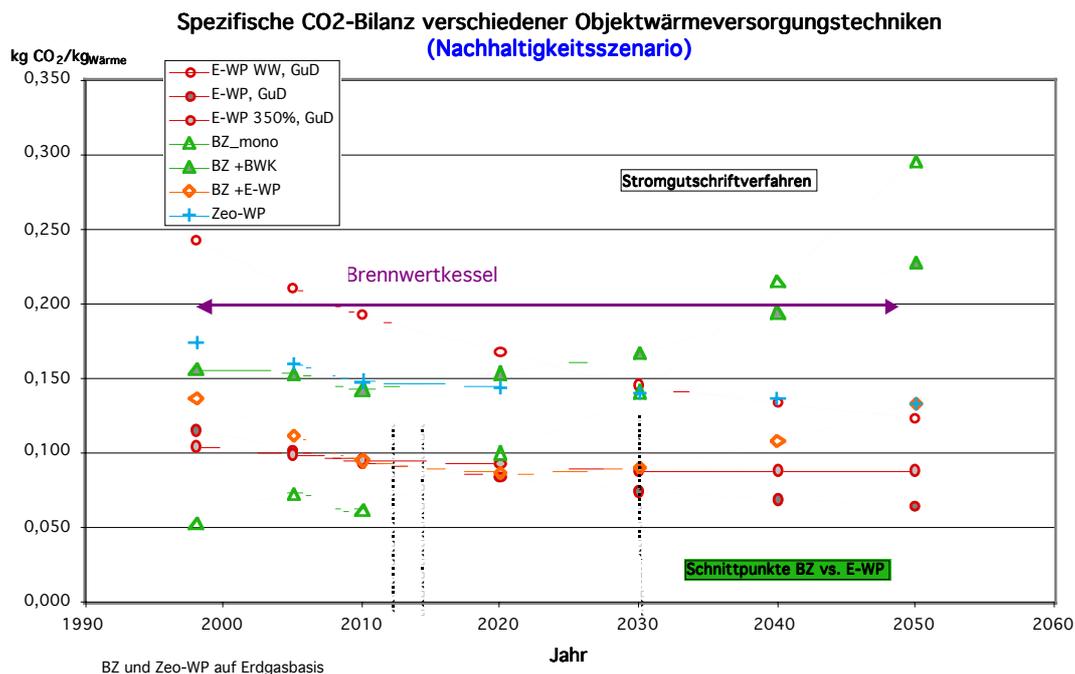


Abbildung 6-5: Veränderung der spezifischen CO₂-Emissionen verschiedener Wärmebereitstellungsoptionen (bezogen auf die Wärmebereitstellung) im Zeitverlauf unter Berücksichtigung der gesamtsystemaren Rahmenbedingungen des Bausteins Angebot II

Die Güte der zukünftigen Stromerzeugung entscheidet also (mit) über die ökologische Vorteilhaftigkeit verschiedener Wärmeversorgungskonzepte, interpretiert Prof. Wehrlimann. Und an diesen konträren Versorgungskonzepten (Strom nachfragend gegenüber Gas nachfragend und Strom erzeugend) hängen wiederum komplett unterschiedliche Infrastrukturen und beteiligte Akteure! Und so sei es, dass die zukünftige Verwendung und der Einsatz von regenerativen Energien letztlich über komplette strategische Energiesystempfade entscheide:

Wenn z.B. die regenerativen Energiequellen fast ausnahmslos in die Bereitstellung von Kraftstoffen (z.B. Wasserstoff) gesteckt werden oder in die reine Wärmeerzeugung oder aber überhaupt nicht erschlossen werden, werde sich das Stromsystem und sein Emissionsfaktor wie im Trendszenario entwickeln. Mit der Konsequenz, dass

- Brennstoffzellen zur Wärmeversorgung ökologisch vorteilhaft sind, und
- Brennstoffzellen auch im Verkehrssystem gute Chancen haben (wenn die regenerativen Energien zur Wasserstoffherzeugung eingesetzt werden)!

höheren Zusatzbedarfs etwas schlechter abschneiden – d.h. der Umschlagpunkt zur Elektrowärmepumpe im Klimaschutzszenario würde sich um einige Zeit nach vorne verlagern. Prinzipielle Änderungen ergeben sich jedoch nicht.

Wenn hingegen die gesamten regenerativen Potenziale vornehmlich in die Stromerzeugung eingebracht werden, wird sich das Stromerzeugungssystem und sein Emissionsfaktor voraussichtlich gemäß dem Klimaschutzszenario (oder sogar besser) entwickeln. Mit der Konsequenz, dass

- Elektrowärmepumpen langfristig die bessere Alternative zur Wärmeversorgung sind, und
- auch über Elektro-Autos nachgedacht werden kann!

Doch damit nicht genug. Auch über das Stromsystem hinaus gibt es für den ökologischen Vergleich weitere wesentliche Einflussfaktoren. Wie Abbildung 6-5 deutlich macht, betrifft dies vor allem den Bereich der Anwendung der jeweiligen Technologien (z. B. Warmwasser, Raumwärme) und deren diesbezügliche Auslegung. Elektro-Wärmepumpen, die zunächst nur auf eine Niedertemperaturwärmeversorgung abzielen erreichen danach viel früher eine ökologische Konkurrenzfähigkeit gegenüber Brennstoffzellen.

Damit schließt Prof. Wehrlimann. Lächelnd, sich die Haare zurückkämmend ist er glücklich, uns eine kleinen Teil der komplexen Wechselwirkungen zukünftiger nachhaltiger Wärmeversorgung nahegebracht zu haben.

Wendeszene Büro der Zukunft

Das Jahr 2002 neigt sich dem Ende zu, während der Architekt H. der Eröffnung des derzeit weltweit größten Bürogebäudes in Passivhaus-Standard beiwohnt. Zur Einstimmung werden die Besucher durch das auf dem Eselsberg in Ulm gelegene sehr gut gedämmte Gebäude geführt, in dem auf 7000m² Nutzfläche 420 Büroarbeitsplätze neu entstanden sind. Ihm fällt trotz der relativ dicken Wände sofort der hohe Tageslichtanteil in den Büros auf. Dies wird erreicht durch einen solaroptimierten Baukörper in Form eines Wankelmotors, der in der Mitte vollständig ein lichtdurchflutetes glasbedachtetes Atrium umschließt. Außerdem sind alle Fenster mit Lichtlenkjalousien ausgestattet, die wahlweise als Blendschutz, zur Tageslichtnutzung und zur Minderung der Strahlungswärme im Sommer dienen.

Wesentliches Element von Passivhäusern allgemein und auch hier ist ein ausgeklügeltes Lüftungssystem. Hier ist eine Luftführung durch einen 30m langen Erdwärmetauscher zur Zulufterwärmung im Winter bzw. Zuluftvorkühlung im Sommer realisiert.

Und damit erst gar nicht so hohe innere Wärmelasten auftreten, ist überall im Gebäude besonders stromsparende Installations- und Bürotechnik mit einem Strombedarf, der 50% niedriger als in einem konventionell ausgerüsteten Bürogebäude ist, installiert.

Alle diese Maßnahmen alleine führen schon zu recht geringen Wärme- und Kältebedarfen. In normalen Häusern würde man diese auf konventionelle Art bereitstellen. Die Bauherren

sind am Eselsberg aber noch einen Schritt weitergegangen: Die Restwärmebedarf von 15 kWh/m² wird umweltfreundlich über Fernwärme bereitgestellt, der verbleibende sommerliche Kältebedarf wird aus 40 je 100 m tiefen Erdsonden entnommen.

Eine weitere Besonderheit dieses Gebäudes ist das Heizen und Kühlen per Betonkernaktivierung statt über Heizkörper oder eine konventionelle Klimaanlage. Durch wasserdurchströmte Rohrregister in den Betondecken bzw. Fußböden fließt kaltes bzw. warmes Wasser. Der Energieverbrauch für Heizung und Kühlung sowie der Hilfsstrom für Pumpen und Ventilatoren konnte so um rund 75% unter den heute üblichen Standard gesenkt werden. Das bedeutet Energiekosten von 17,9 E/Mitarbeiter oder 1 Euro/m² im Jahr.

Trotz dieser errechneten geringen jährlichen Kosten für Energie lassen sich die Mehrkosten heute noch nicht ganz wirtschaftlich darstellen. Dennoch ist das Gebäude am Eselsberg ein Modell für die Zukunft. Zum einen werden zukünftig die Energiepreise steigen, auf der anderen Seite wird erwartet, dass durch Standardisierung die Baukosten sinken werden.

Der Bauherr weist aber in seiner anschließenden Rede im sonnendurchfluteten Atrium daraufhin, dass für ihn, und da sei er sich sicher, potenziell auch vielen seiner Kollegen, über die reinen Kosten für die Erstellung und für den Betrieb hinaus bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung auch sogenannte weiche Faktoren bei der Entscheidung für ein Gebäude in Passivhaus-Bauweise eine Rolle spielten. So kann sein Unternehmen sich als modernes, innovatives, auf der Höhe der Zeit agierendes Unternehmen, das unkonventionelle Lösungen erfolgreich verwirklicht, nach außen hin darstellen.

Wörtlich sagt er: "CO₂-Minderung und Klimaschutz sind die Themen der Zukunft. Mit dem Neubau haben wir jetzt eine nahezu einmalige Chance, das Machbare zu tun. Sind die Investitionen getätigt, besteht erst wieder in 30-50 Jahren die Möglichkeit, im Sinne von Klimaschutz an seinem Haus etwas zu verbessern. Dass unsere Entscheidung verstärkt durch Fragen zum Klimaschutz und zur CO₂-Minderung beeinflusst werden müssen, zeigt der neueste UN-Bericht vom 22.01.2001: Das Weltklima erwärmt sich nach jüngsten UN-Daten weit dramatischer als bislang angenommen. Auch gebe es mehr und bessere Beweise als je zuvor, dass der Mensch weitgehend daran schuld ist." Für den Bauherrn ist dies Grund genug, auch dieses als Motivation zu begreifen.

Ganz wichtig sei aber auch der Aspekt des Komforts für die Mitarbeiter und Mitarbeiterinnen des Unternehmens gewesen. Viel Tageslicht und ein gutes Raumklima, verbunden mit einer ansprechenden Architektur trägt wesentlich zur Zufriedenheit und - er schmunzelt ein wenig - zur Arbeitsproduktivität bei.

Während weitere Redner während der Eröffnungsfeier das Gebäude loben und einzelne Aspekte besonders hervorheben, denkt Architekt H. zurück an die Anfänge von Passivhäusern vor etwa 10 Jahren. Damals sorgte in Insiderkreisen eine sensationelle Idee für Furore. Ein gewisser Wolfgang Feist behauptete, Wohnhäuser ohne Heizung bauen zu können, in denen es sich in unseren mitteleuropäischen Breiten komfortabel leben ließe.

Mehr noch, er behauptete sogar, dass diese Häuser einen höheren Komfort als die damals gebauten konventionellen Häuser besäßen, und gleichzeitig sollten sie noch nicht einmal teurer sein. Wie kann das funktionieren? Kern seines Konzeptes ist eine extrem gut gedämmte luftdichte Außenhülle kombiniert mit einer Lüftungsanlage, in der ein Wärmetauscher dafür sorgt, dass nur wenig Wärme nach außen und gleichzeitig über die Frischluft nur soviel Kälte wie nötig nach innen dringt. Der sehr geringe Restwärmebedarf wird durch innere Wärmequellen wie Elektrogeräte, durch die Bewohner selbst oder durch ein Heizregister in der Lüftungsanlage bereitgestellt.

Nachdem die ersten Häuser gebaut waren und so „funktionierten“ wie geplant, verstummten die Kritiker weitgehend und die Idee entwickelte sich schnell weiter. Es wurden Tagungen abgehalten, auf denen von immer mehr realisierten Passivhäusern unterschiedlichster Größe, Form und verschiedenster Baumaterialien berichtet wurde, und die zum gegenseitigen Erfahrungsaustausch dienten. Parallel dazu stellten sich die Dämmstoffhersteller, die Fensterindustrie und die Lüftungsindustrie den neuen Anforderungen und entwickelten immer bessere für das Passivhaus geeignete Komponenten, so dass von den anfänglichen individuellen Bastellösungen bald Abstand genommen werden konnte.

Nach den ersten Erfahrungen im Wohnungsgebäudebereich wurden einige der Ideen auch im Bürogebäudebereich aufgegriffen. Zumeist handelt es sich dabei aber nur um die Umsetzung von Einzelmaßnahmen, die mit entsprechender Öffentlichkeitswirkung realisiert wurden. So finden sich z.B. Solarfassaden und transparente Wärmedämmungen häufig an neuen Bürogebäuden. Auch verwendet man heute effizientere Lüftungsanlagen und achtet auch mehr auf die Verringerung der internen Lasten durch effiziente Geräte, stromsparende Beleuchtung und verstärkte Tageslichtnutzung, z.B. durch Lichtlenksysteme. Auch einige ausgefallene Lösungen sind hier und da schon verwirklicht worden, wie z.B. geothermische Heizanlagen oder eine mit Präsenzmeldern und Helligkeitssensoren optimierte Tageslicht- und Beleuchtungssteuerung. Was aber das Haus am Eselsberg auszeichnet, gibt es nur selten, die Umsetzung gleich eines ganzen Bündels aufeinander abgestimmter Maßnahmen.

Etwas wehmütig denkt Architekt H. aber auch an die Fehler zurück, die gemacht wurden. Viele seiner Kollegen waren mit den Neuerungen nicht vertraut oder haben sie anfänglich abgelehnt. Insbesondere wurden viele Fehler zunächst dadurch gemacht, dass sie nicht verstanden haben, dass man nicht ohne weiteres Einzelelemente eines neuen Konzeptes willkürlich in ein sonst konventionelles Gebäude integrieren kann. Das richtige Zusammenspiel der verschiedenen Elemente ist zur Erzeugung eines guten Raumklimas immanent wichtig. Erst langsam hat sich unter seinen Kollegen beispielsweise herumgesprochen, dass eine luftdichte, gut gedämmte Gebäudehülle möglichst mit einer Lüftungsanlage kombiniert werden sollte.

Aber auch die Handwerker mussten viel Neues lernen, angefangen von einer sorgfältigen Dimensionierung der Lüftungsanlage bis hin zu dem statisch richtigen Einbau von dreifach verglasten Fenstern. Auch mit der Dichtigkeit wurde es oft nicht so genau genommen. Bauschäden als Folge von Wärmebrücken durch unerfahrene Handwerker traten ebenso

auf. Aber dort wo alles richtig gemacht wurde, sind erstaunliche Ergebnisse erzielt worden.

Das erste Bürogebäude Europas, das als Passivhaus errichtet wurde, steht in Cölbe. Passivhäuser sind so aufgebaut, dass kein aktives Heizungssystem benötigt wird. Die Wärmedämmung sorgt dafür, dass nur noch etwa zehn Prozent des Wärmebedarfes benötigt werden, der nach der geltenden Wärmeschutzverordnung vorgeschrieben ist. Der restliche Heizbedarf wird von einer Solaranlage mit Saisonspeicher bereitgestellt. Das Gebäude hat eine Nutzfläche von mehr als zweitausend Quadratmetern und enthält Kundenzentrum, Büro-, Versand- und Seminarräume der Firma Wagner & Co Solartechnik. Die Firma baute das 5,6 Millionen Mark teure Haus innerhalb von 18 Monaten und nutzt es seitdem als Verwaltungsgebäude.

Die Idee war so faszinierend, dass weitere Beispiele diesem ersten Passiv-Bürohaus folgten. Der Primärenergiebedarf eines Büroneubaus wurde so z.B. im Schnitt mit den heute am Markt verfügbaren Energiespartechniken um 70% gegenüber einer konventionellen Ausführung gesenkt.

Es zeigte sich, dass durch ein ausgewogenes Planungskonzept die Energieverbräuche für Heizung, Raumkonditionierung, Beleuchtung und Arbeitshilfen ohne Komfortverlust drastisch reduziert werden konnten. Der Primärenergiebedarf zur Beheizung eines Passiv-Bürohauses beträgt nur noch maximal 20 kWh/(m² Bruttogeschossfläche) im Jahr im Vergleich zu einem Standardbürogebäude, welches 70 kWh/(m² BGF) im Jahr verbraucht. Für Raumkonditionierung, das heißt zur Be- und Entfeuchtung sowie zur Kühlung der Raumluft in den Büros, ist im Standardbürogebäude ein Primärenergieaufwand von 23 kWh/m² erforderlich. Im Passiv-Bürogebäude kann auf diese Luftbehandlungsfunktionen verzichtet werden, da hier der Raumkomfort auch ohne anlagentechnische Maßnahmen weitgehend im gewünschten Bereich bleibt. Im Bereich der Beleuchtung werden etwa 50% der gesamten Primärenergieeinsparung erzielt. Erreicht wird dies durch gezielte Tageslichtnutzung, hochwertige Leuchten, Beleuchtungssteuerung und Zonierung der Belichtungsstärke. Und schließlich kann der Primärenergiekennwert der Arbeitshilfen durch den Einsatz stromsparender Geräte von 27 kWh/m² beim Standard-Bürogebäude auf bis zu 4 kWh/m² reduziert werden. Tabelle 1 stellt die erreichbaren Veränderungen noch einmal zusammen:

Tabelle : Übersicht über die erreichbaren Einsparungen in Passivhaus-Bürogebäuden

	Passivhaus-Bürogebäude	Standard-Bürogebäude
Beheizung	< 20 kWh/m ² a	70 kWh/m ² a
Raumkonditionierung	-	23 kWh/m ² a
Beleuchtung	25 kWh/m ² a	50 kWh/m ² a
Arbeitshilfen und Geräte	4 kWh/m ² a	27 kWh/m ² a
Summe	< 50 kWh/m²a	170 kWh/m²a

Nicht nur die Umwelt profitiert von einem solchen energieeffizienten Bürogebäude. Denn das allerwichtigste ist, dass sich die Mitarbeiter ausgesprochen wohl in diesen Gebäuden fühlen.

Architekt H. hält kurz inne: Ja, wenn es doch nur Vorteile gibt, wenn alle nur dabei gewinnen können, werden dann in Zukunft nur noch solche Gebäude gebaut? Er stellt sich vor, was das bedeuten würde. Jedes Jahr werden ... Bürogebäude mit insgesamt etwa ... m² neu errichtet. An Primärenergie-Einsparung würde dadurch jedes Jahr ein Potenzial von ... kWh neu erschlossen, in 50 Jahren wäre das dann insgesamt eine Einsparung von ... oder ... t CO₂. Ihm wird schwindelig bei dem Gedanken, dass insbesondere Architekten durch kluge Planung soviel dazu beitragen könnten. Und das ist noch nicht alles. Gerade vor einigen Tagen hat er von einem Beispiel aus Köln erfahren, wo durch Sanierung eines alten Bürogebäudes eine deutliche Verbesserung des Energiebedarfs erreicht werden konnte. Über den normalen Erneuerungszyklus könnte man dann in 50 Jahren den Energieverbrauch aller Bürogebäude deutlich reduziert haben.

Aber was muss auf dem Weg dahin geschehen? Was ist in Zukunft bei Büros anders als heute? Gut, die Art der Nutzung (Arbeitsplatzsharing, leichtere Umnutzungsmöglichkeiten) erfordert sicher im Innern eine flexiblere Aufteilung mit mehr Besprechungsräumen. Die Anforderungen sonst werden aber ganz ähnlich bleiben wie heute. Die Bauherren erwarten gestalterisch ansprechende Fassaden und repräsentative Gebäude, die MitarbeiterInnen gute Arbeitsbedingungen, beides Dinge, die die realisierten Passivhaus-Bürogebäude erfüllen.

Welche Probleme müssen denn noch gelöst werden? Architekt H. denkt zunächst an offene technische Fragen, sie scheinen ihm aber nicht mehr sehr gravierend zu sein. Eher scheint es in Zukunft darauf anzukommen, die zweifellos noch vorhandenen Kostenoptimierungspotenziale zu erschließen. Das scheint ihm aber auch nicht das Haupthemmnis zu sein. Auch die Handwerker haben immer wieder in der Vergangenheit gezeigt, dass sie sich zwar mit Neuerungen schwer tun, dass sie sich, ist erst einmal der Durchbruch erreicht, dann doch recht schnell auf neue Technologien einstellen konnten. Als Beispiel fällt ihm dazu die Einführung der Brennwerttechnik oder die sukzessive stattgefundenen Verschärfungen der Wärmeschutzverordnung ein. Nein, an den Handwerkern kann es auch nicht liegen, jedenfalls nicht hauptsächlich. Wie er so grübelt und er noch einmal die positiven Beispiele so Revue passieren lässt, fällt ihm plötzlich auf, dass bei allen ihm bekannten Projekten immer die hervorragende und enge Zusammenarbeit aller beteiligten Akteure als wesentliches Erfolgsrezept hervorgehoben wird. Die Notwendigkeit einer „Integralen Planung“ wurde immer wieder betont. Und schon blickt er nicht mehr ganz so optimistisch in die Zukunft.

Das würde ja bedeuten, dass tatsächlich Änderungen des Planungsablaufs bei der Erstellung eines Gebäudes zwingend notwendig wären, dass Ingenieure, Gebäudetechnikplaner und Handwerker bei dem Entwurf eines Gebäudes gleichberechtigt mitreden würden. Unmöglich! Dazu müssten erst einmal seine Architektenkollegen überzeugt werden und ihre Ängste in Bezug auf ihre gestalterische Freiheit genommen werden.

Aber vielleicht gibt es ja eine Chance, wenn z.B. die Politik über die Bebauungspläne oder über Anforderungen bezüglich ihrer eigenen Gebäude Forderungen in Richtung Passivhausarchitektur vorgeben würde. Solche treibenden Faktoren und entscheidenden Impulse wären sicher notwendig, damit diese Architektur schnell vorankommt und einen entscheidenden Durchbruch erzielt. Eine Kampagne „Passivhaus als architektonisches Gestaltungselement“ würde sicher die richtigen Impulse setzen.

Flankiert werden müsste ein solcher Paradigmenwechsel in der Rolle der Architekten natürlich durch eine aktive Rolle der Architektenkammern und durch die Hochschulen, die dies in ihre Ausbildungspläne integrieren könnten. Soweit er weiß, bieten einige Energieagenturen jetzt schon Weiterbildungen an.

Natürlich müssen auch die Handwerker sich fortbilden und so die infrastrukturellen Voraussetzungen dafür schaffen, dass die Passivhausbauweise sowohl im Wohnungsbau als auch im Bürohausbau zum Standard wird.

Der Redner vorne erzählt gerade, dass neben dem fertiggestellten Gebäude in Ulm weitere ähnliche Projekte an anderen Orten entstehen. So wird ein Bürogebäude in Passivhaus-Architektur im Dortmunder Hafen gebaut, ein weiteres wird nächsten Monat in Stuttgart eröffnet. Es scheint also voran zu gehen.

Architekt H. blickt abschließend doch wieder optimistisch in die Zukunft und sinniert, wie schön es sich doch auch in diesem Gebäude träumen lässt, vor allem wenn dies kein Traum bleiben muss.

6.1.4 Maßnahmen zur Umsetzung

Die für die Altbausanierung wesentliche Verordnung ist die Energieeinsparverordnung (EnEV 2000). Mit ihr steht ein Instrument zur maßgeblichen Beeinflussung des Energiebedarf im Altbaubestand zur Verfügung. Eckpunkt ist die Festlegung von gegenüber bisherigen Regelungen deutlich strengeren Mindestkennwerten für die energetische Qualität, die bei Eingriffen in die Gebäudehülle erreicht werden müssen. Erfahrungen mit älteren Verordnungen (vor allem die WSchVO 1995) lassen Rückschlüsse darauf zu, dass ohne flankierende Maßnahmen nur eine sehr unvollständige Umsetzung der EnEV zu erwarten ist. Die wesentlichen Gründe lagen bisher vor allem in den fehlenden Durchsetzungs- und Vollzugskompetenzen der umzusetzenden Organe, der fehlenden Prüf- und Kontrollverfahren sowie im Fehlen eines Bußgeldkataloges. Die EnEV kann nur dann einen wirksamen Beitrag zur Effizienzsteigerung leisten, wenn ihr zusätzliche Maßnahmen zur Seite gestellt werden. Mit Impuls- und Förderprogrammen lassen sich beispielsweise wirtschaftliche Anreize schaffen, um die Investitionen zu mobilisieren. Dies kann helfen, die derzeit schon erheblich angewachsenen Sanierungsstaus im Altbau auflösen sowie die Akzeptanz von wärmeschützenden Sanierungsmaßnahmen im Altbau zu steigern. Weitere Bestandteile müssen die Einführung eines Energie- und Wärmepasses sein, mit dem Wärmeschutz zum Gütesiegel wird.

Weitere Maßnahmen und Instrumente, die zum Teil auf der regionalen und lokalen Ebene angesiedelt sind bzw. sein sollten, sind im folgenden exemplarisch dargestellt.

- *Transparenz der Heizkostenabrechnung - Kommunalen Heizspiegel*

Obwohl die Deckung der Heizkosten einen erheblichen Anteil an den Lebenshaltungskosten einnimmt, besteht eine große Unkenntnis bei Eigentümern und Mietern, wie diese Kosten entstehen oder sich zusammen setzen. Die Heizkostenabrechnung muss so gestaltet sein, dass sie zum einen eine energietechnische Bewertung eines Gebäudes direkt möglich macht sowie einen Vergleich als Orientierungshilfe mitgibt (Beispiel: Die Angabe des spezifischen Verbrauches in Liter pro Kilometer beim Vergleich von Autos). Ferner müssen Angaben zur Nutzungsform des Gebäudes und Angaben zur Heizungsanlage enthalten sein, die einen Vergleich möglich machen.

Eine Orientierungshilfe zur Bewertung der betreffenden Heizkostenabrechnung kann durch die Aufnahme von spezifischen (flächenbezogenen) Energieverbräuchen in den Heizspiegel erreicht werden. Dieser sollte dann der Heizkostenabrechnung beigelegt sein.

- *Verbesserte Information/Kommunikation/Beratung*

Eine effiziente Gebäudesanierung aber auch der Neubau erfordert eine integrierte Betrachtung. Das Gebäude muss als Einheit von Gebäudehülle, Heizungsanlage sowie deren Nutzung gesehen werden. Informations-, Kommunikations- und Beratungsprogramme müssen diesem Umstand Rechnung tragen. D.h., die derzeit üblichen additiven Planungsphasen müssen durch einen integrativen Bauprozess ersetzt oder ergänzt werden. Forschungsergebnisse müssen zügig in Aus- und Weiterbildungsmaßnahmen umgesetzt werden. Ferner müssen entsprechende Planungshilfen für eine fachgerechte Zustandsdiagnose und die Erarbeitung eines Sanierungskonzeptes den relevanten Akteuren zur Seite gestellt werden (Planungshilfen 1998).

- *Anlagen-Contracting/Einspar-(Raumwärme-)Contracting*

Contracting ist eine Finanz- und ggf. Know How-Dienstleistung: der Contractor tätigt bei einem Energieverbraucher eine Investition in eine Energieeinsparung. Dafür erhält er für einen zuvor bestimmten Zeitraum die erzielten eingesparten Brennstoffkosten als Rendite. Es ist zwischen Anlagen- und Einspar-Contracting zu unterscheiden. Beim Anlagen-Contracting werden effiziente Anlagen zur Energielieferung (Brennwertkessel usw.) und beim Einspar-Contracting spezifische Energiesparmaßnahmen (Wärmedämmung usw.) realisiert. Durch Contracting lassen sich im Gebäudebereich eine Reihe von strukturellen Hemmnisse umgehen. Dies betrifft vor allem das wichtige Mieter- (Interesse an der Sanierung, da die Brennstoffkosten zu tragen sind) Nutzer (kein Interesse an zusätzlichen Investitionen, die ihm keinen direkten Gewinn erbringen) -Dilemma.

- *Förderprogramme (auch Kommune/Stadt/Stadtwerke usw.)*

Wie auf der Bundes-/Landesebene können Fördermaßnahmen auf der Kreis-/Städteebene die Wirtschaftlichkeit energiesparender Maßnahmen deutlich erhöhen. Dabei kann bei der Konzeption der Föderrichtlinien auf der Basis der Kreis-/Städteebene stärker der regionale Bezug (Gebäudestruktur) berücksichtigt werden.

Folgende Punkte werden generell durch Förderprogramme positiv beeinflusst:

- Der Kapitalrückfluss bei Energieeinsparinvestitionen erfolgt i.d.R. über lange Zeiträume. Die Investoren von Energieeinsparmaßnahmen im Gebäudebereich haben aber zumeist kurzfristigere Renditeerwartungen.
- Förderprogramme sind ein ideales Anreizinstrument, um eine breite Umsetzungswirkung zu erzielen. Dies gilt gleichermaßen bei allen Eigentümerstrukturen³. Sie lassen sich auf die jeweiligen Akteursgruppen anpassen (Private Hausbesitzer, Wohnungsbaugesellschaften usw.). Dabei sind spezifische Programme gerade für Multiplikatoren wie Wohnungsbaugesellschaften wichtig, da sie beispielgebende Funktion haben und über Masseneffekte zu Kostendegressionen beitragen (vgl. Wendeszene „Gemeinsam geht es manchmal besser: Wohnungsbaugesellschaften als Multiplikator“).

Im Neubaubereich kann man grundsätzlich auch durch die kommunalen Planungsprozesse wesentlichen Einfluss auf den Heizenergiebedarf nehmen. Wesentliche städtebauliche Faktoren sind z.B. die städtebauliche Kompaktheit, die Orientierung der Gebäude (Fensterfläche zur Sonne usw.), die Vorgabe energiesparender Dachformen (Vermeidung großer Flächen- zu Volumenverhältnisse), eine günstige Anordnung der Gebäude (Verschattung gegenseitig oder durch Bepflanzung) und der Windschutz.

Wendeszene „Gemeinsam geht es manchmal besser: Wohnungsbaugesellschaften als Multiplikator“

Seit 1995 bündelt das Wohnungsunternehmen LUWOGÉ⁴ anstehende Sanierungs- und Modernisierungsmaßnahmen zu Projekten nachhaltiger Stadtentwicklung im Sinne der Agenda 21 und Urban 21 (Schubert 2001).

Die Umsetzung solcher Sanierungs- und Modernisierungsmaßnahmen von Altbauten im Rahmen einer nachhaltigen Stadtentwicklung soll die langfristige Vermietbarkeit dieser Objekte sichern, die Attraktivität des Wohnens steigern und den CO₂ – Ausstoß durch Heizenergieverbrauch um 70 – 80% senken. Als innovativer Technologieträger wird das sog. „3 - Liter – Haus“ genannt.

³ Vergl.: IWU (1999). Gebäudesanierung - Von der Zukunftsvision zur Umsetzung. Arbeitskreis Energieberatung. Beitrag des Institut Wohnen und Umwelt in: Bundesbaublatt, Januar 1999.

⁴ Die LUWOGÉ ist das Wohnungsbaunternehmen der BASF AG

Das energetische Konzept dieser Systemlösung umfasst:

- Optimale Wärmedämmung mit 20 cm Neopor®
- Vinidur® - Kunststoffrahmen
- Passive Solarnutzung durch Vergrößerung der Fenster
- Wärmebrückenfreie Ausbildung aller Details ohne Wind- und Luftdichtigkeit des Gebäudes ($n_{50} = 0,6 \text{ h}^{-1}$)
- Kontrollierte Wohnungsbe- und Entlüftung mit 85% Wärmerückgewinnung
- Behagliches Raumklima durch mikroverkapselten Latentwärmespeicherschutz
- Angedacht ist zudem der spätere Einsatz einer Brennstoffzelle zur Deckung des Energiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser mit einem hohen Wirkungsgrad und dementsprechend geringen Emissionen
- Wissenschaftliches Messprogramm über 3 Jahre

Neben den energetischen Bausteinen enthält das „3- Liter- Haus“ weitere innovative Komponenten:

- Vorwandsysteme im Sanitärbereich
- Multimedia und Telekommunikationssysteme
- Vereinbarung einer Brutto-Warmmiete mit dem Mieter ohne zusätzliche Heizkostenabrechnung

Diese innovativen Technologieträger wurden in einem interdisziplinären Verbund entwickelt. Angedacht ist zudem der spätere Einsatz einer Brennstoffzelle zur Deckung des Energiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser mit hohem Wirkungsgrad und geringer Emission. Beteiligt waren: LUOWGE, einzelne Bereiche der BASF AG und wissenschaftliche Institute und Kunden der BASF: Schwenk, Caparol, Eurotech, Maxit, Friatec, RKS Telekom, TWL Ludwigshafen. Die Produktkette beginnt bei der Forschung und erstreckt sich bis hin zum Endmarkt Wohnungswirtschaft. Das 3 – Liter – Haus ist ein Referenzobjekt des Bauforums Rheinland – Pfalz und wird vom Land mit ca. 150.000 EUR aus dem Förderbereich „Innovativer Wohnungs- und Städtebau“ unterstützt.

Das „3 - Liter – Haus“ ist derzeit ein Prototyp. Die Kosten für die Gesamtmaßnahmen belaufen sich auf ca. 1,5 Mio. EUR, von denen ca. 0,4 Mio EUR durch Projektpartner außerhalb der LUWOGE eingebracht wurden. Ziel ist, das derzeit technisch Machbare zu realisieren und wissenschaftlich über entsprechende Messprogramme durch die Uni Kaiserslautern auswerten zu lassen. Im Anschluß daran sollen die einzelnen Komponenten wirtschaftlich optimiert werden, um so die gesamte Systemlösung zu

verbessern. Die Auswirkungen der energetischen Gebäudesanierung auf die Wirtschaftlichkeit werden derzeit vom IWU in Darmstadt untersucht.

Der Nutzen für das Gemeinwesen und die Volkswirtschaft insgesamt entsteht bei dem Projekt durch die „Triple- Win- Situation“. Nach erfolgter Standardisierung ergeben sich volks- und energiewirtschaftliche Vorteile, die Umwelt wird entlastet und nicht zuletzt entsteht ein nennenswerter Beschäftigungseffekt. Unter Berücksichtigung, dass allein in Deutschland 24. Mio. Wohnungen energetisch saniert werden müssten, könnte eine Verbreitung dieses Maßnahmenpaketes dazu beitragen, dass die bisherige Sanierungsquote deutlich gesteigert wird.

Mittlerweile ist die Idee des 3 Liter-Hauses auch an anderer Stelle bereits aufgegriffen worden. Das Konzept ist zudem übertragbar auf verschiedenste andere Gebäude und vor allem auch für öffentliche Einrichtungen von Bedeutung (Energieagentur NRW 2000).



6.2 Charakteristik und Entwicklungsperspektiven der erneuerbaren Energien im Wärmemarkt

Bis 2050 können 63% des Wärmebedarfs für Raumheizung und Warmwasser aus erneuerbaren Energien gedeckt werden. Berücksichtigt ist dabei bereits eine Abnahme des Wärmebedarfs durch verbesserte Wärmedämmung, welcher sich trotz einer Zunahme der beheizten Flächen in Wohn- und Nichtwohngebäuden halbieren kann. So kann das Ergebnis der in den hier betrachteten Szenariopfadern strukturellen Veränderungen zusammenfassend beschrieben werden.

Nur 2% des heutigen Wärmebedarfs von 5.309 PJ (Endenergieverbrauch 1999 einschließlich Prozesswärme) werden derzeit aus erneuerbaren Energien bereitgestellt. Davon der bei weitem überwiegende Teil aus Brennholz in Klein- und Kleinanlagen, welche häufig noch in unsanierten Altbauwohnungen anzutreffen sind. Moderne Anlagen, welche Wärme aus erneuerbaren Energien bereitstellen, wie Biomasseheizzentralen, moderne automatisch beschickte Holzfeuerungen, Biogasanlagen mit BHKWs, solarthermische Kollektoren und Geothermie weisen zwar sehr hohe Zuwachsraten aus, ihr heutiger Anteil am Wärmemarkt liegt aber nur bei einem Anteil von 0,5% (Stand 2001).

Hier zeigen sich deutlich die Defizite gegenüber der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien. Allein die Ende 2001 installierten Windkraftanlagen reichen aus, um ca. 3% des gesamten Strombedarfs zu decken. In vermutlich bereits drei Jahren wird die moderne Stromerzeugung aus Wind die traditionellen Beiträge der Wasserkraft überflügeln. Wesentliche Anteile an dieser Entwicklung hatten die gesetzgeberischen Aktivitäten, welche zur Verabschiedung des Stromeinspeisegesetzes (StrEG) und des Gesetzes für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG) führten. Diese Fördergesetze blieben allerdings im Wärmemarkt nahezu ohne Auswirkung. Vergleichbar einschneidende Maßnahmen sind, abseits aller Bemühungen mit Förder- und Zuschussprogrammen Impulse zu setzen, wärmeseitig nicht umgesetzt worden, es wird somit deutlich, dass

- für erneuerbaren Energien im Wärmemarkt ein besonderer Handlungsbedarf besteht,
- der Wärmemarkt seitens des Gesetzgebers bisher vernachlässigt wurde.

Zukunftsfähige Entwicklungen werden nicht nur zu einer verstärkten Nutzung erneuerbaren Energien führen müssen. Es sind gleichzeitig Verbesserungen beim sparsamen Umgang mit Energie notwendig, wovon insbesondere der mangelhafte Zustand der Wärmedämmung von Altbauten betroffen ist. Strategien für eine Ausweitung des Angebots an erneuerbaren Energien im Wärmemarkt müssen daher mit einem sich ändernden Umfeld im Bereich der Nachfrage rechnen. Dazu gehören:

- Ein aufgrund verbesserter Wärmedämmung abnehmender Wärmebedarf sowohl in den einzelnen Gebäuden als auch innerhalb abgeschlossener Siedlungsgebiete.

- Eine zunehmende Bedeutung des Warmwasserbedarfs im Vergleich zum zurückgehenden Raumwärmebedarf
- Bei einer zunehmenden Anzahl von Neubauten ein sehr geringer Raumwärmebedarf, insbesondere bei Passivhäusern
- Eine deutliche Verbesserung der Gesamtbilanz des heute noch umstrittenen ökologischen Nutzens elektrischer Wärmepumpen unter der Voraussetzung, dass bei der Erzeugung von Strom zukünftig erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung eine dominierende Rolle spielen werden.

Für die erneuerbaren Energien sind die beschriebenen Entwicklungen im Gebäudesektor meist von Vorteil. Die Nachfrage nach Wärme im Jahresverlauf verschiebt sich mehr in die Sommermonate und wird dadurch insgesamt gleichmäßiger. Davon profitieren sowohl die Sonnenwärme als auch die Geothermie. Für Nahwärme ist die Entwicklung des Umfeldes eher ungünstig, da die Wärmedichte sinkt, und somit je verlegtem Meter Nahwärmeleitung weniger Wärme verkauft werden kann. Gemildert wird diese Auswirkung durch die Schließung von Baulücken und durch geringere Anforderungen an die Vorlauftemperatur von Netzen in wärmetechnisch sanierten Altbaugebieten.

Vor diesem Hintergrund werden in den folgenden Kapiteln der heute erreichte technische und ökonomische Stand der verschiedenen Technologien der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien einschließlich des möglichen langfristigen Potenzials (Kapitel 6.2), die resultierende mögliche Rolle der erneuerbaren Energien im Wärmemarkt bis 2050 (Kapitel 6.3) und die große Bedeutung von Nahwärmesystemen für eine nachhaltige Entwicklung beschrieben (Kapitel 6.4). Abschließend folgt ein kurzer Ausblick auf Anwendungen von erneuerbaren Energien im Bereich der industriellen Prozesswärmeversorgung (Kapitel 6.5).

6.2.1 Wärmeerzeugung aus biogenen Festbrennstoffen

6.2.1.1 Biogene Brennstoffe und deren Kosten

Biogene Festbrennstoffe liegen in vielfältiger Form vor. Zu biogenen Festbrennstoffen zählt man naturbelassenes Restholz aus Walddurchforstungen und der Holzverarbeitenden Industrie sowie Altholz, welches in sehr unterschiedlichen Qualitäten hinsichtlich seiner Kontaminierung anfällt und nur sofern es noch unbehandelt ist (d.h. nur mechanisch bearbeitet) unproblematisch genutzt werden kann. Als weiterer biogener Reststoff kann Stroh genutzt werden. Durch den Anbau von Energiepflanzen (schnellwachsende Hölzer, Miscanthus, Getreideganzpflanzen) kann das energetische Potenzial der Biomasse grundsätzlich beträchtlich erweitert werden.

Die Vielfältigkeit der biogenen Einsatzstoffe spiegelt sich auch in den sehr unterschiedlichen Kosten der Energieerzeugung wieder. Ausschlaggebend für die Wirtschaftlichkeit der Anlagen sind insbesondere die Brennstoffbereitstellungskosten, die von „negativen“ Kosten - durch Gutschriften für vermiedene Deponie- und

Entsorgungskosten – für Althölzer über preiswerte Reststoffe aus der Holzverarbeitenden Industrie (um 0,5 Cent/kWh) bis hin zu ca. 3 Cent/kWh für Miscanthus oder Getreide-Ganzpflanzen reichen. (vgl. Abbildung 6-6). Eine besonders hohe Bandbreite ergibt sich für Scheitholz. Ofenfertig angeliefert werden etwa 2,5 Cent/kWh berechnet, bei Nutzung von Baumbestand auf dem eigenen Grundstück und unter Vernachlässigung des eigenen Arbeitsaufwandes kann es aber auch umsonst zur Verfügung stehen. Die Kosten nachwachsender Rohstoffe liegen demnach um das 1,5 bis 2-fache über den Kosten der meisten biogenen Reststoffe. Deshalb ist in der derzeitigen Phase der Biomassenutzung die Reststoffnutzung von vorrangiger Bedeutung. Bei den preisgünstigsten Sortimenten muss in der näheren Zukunft mit Preissteigerungen gerechnet werden, da aufgrund der neuen Biomasseverordnung zum Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) die Nachfrage nach billigen Brennstoffen für die Stromerzeugung aus Holz deutlich steigen wird. Für die weitere Betrachtung der Wärmegestehungskosten wird der zu der jeweiligen Technologie passende Brennstoffpreis angesetzt.

Der derzeitige Heizölpreis von knapp 1 Cent/kWh (o. MwSt.), mit dem der Brennstoff Holz vorzugsweise zu vergleichen ist, liegt bereits deutlich höher als der der günstigeren Holzsortimente.

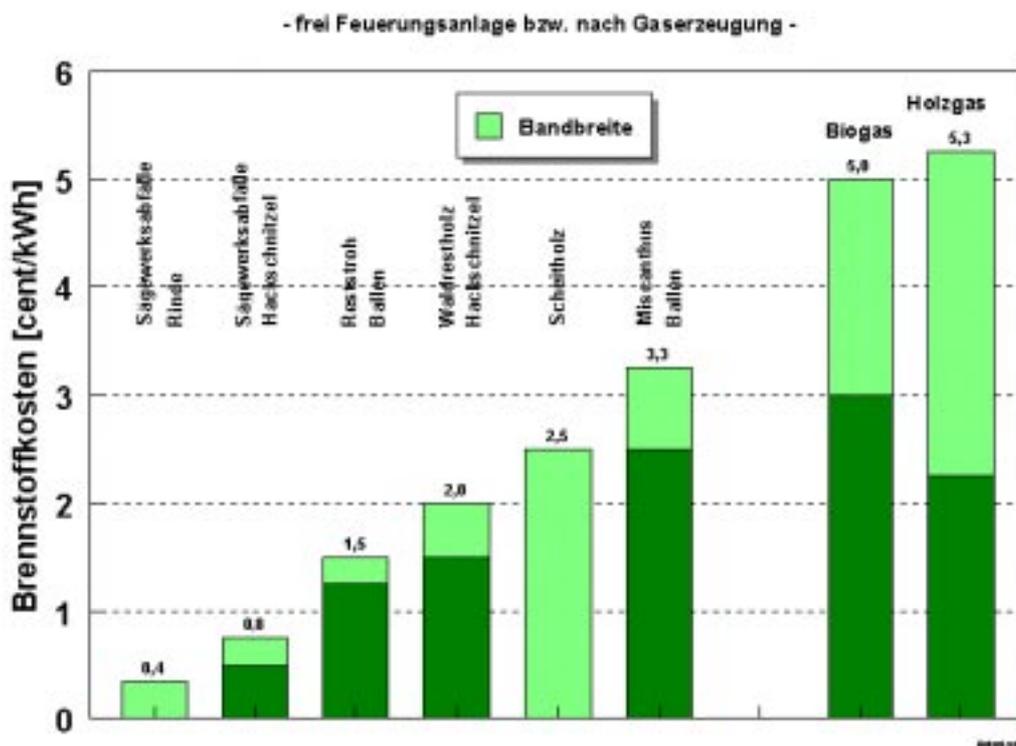


Abbildung 6-6: Repräsentative Kosten der Bereitstellung von biogenen Brennstoffen frei Feuerungsanlage und Vergleich mit gasförmigen biogenen Brennstoffen

6.2.1.2 Heutiger Status und Entwicklungspotenziale

Weitverbreitet ist die energetischen Nutzung von Biomasse zur Wärmeerzeugung.

In Wohngebäuden geschieht dies überwiegend in **Kleinstfeuerungen** (Anlagen unter 15 kW, z.B. alte Kohleöfen, Kamine oder Kachelöfen). Für Mitte der 90er Jahre kann die Gesamtzahl der Kleinstfeuerungen auf 7 Mio. Anlagen geschätzt werden (Wohnungszählung 1993). Derzeit gibt es einen stark wachsenden Markt. Von 1995 bis 2000 stiegen die jährlichen Verkaufszahlen von 150 000 auf 270 000 Stück an.

In jüngster Zeit werden auch die in Schweden und Österreich schon länger bekannten vollautomatischen **Pelletheizungen** in Deutschland eingeführt. Diese erfreuen sich aufgrund des mit Öl- oder Gasheizungen vergleichbaren Komforts bei der Bedienung zunehmender Beliebtheit. Die Pellets sind kleine Presslinge aus trockenem Holz, meist Sägemehl. Aufgrund ihrer klar definierten Eigenschaften kann auch in Kleinstanlagen eine sehr saubere Verbrennung erreicht werden. Die Dichte von Pellets ist weitaus größer als die von ungespresstem Holz, sodass für einen Jahresvorrat kein größerer Lagerraum benötigt wird als für Öltanks. Pelletkessel kosten allerdings das Doppelte bis Dreifache von Öl- oder Gaskesseln. Die Herstellung der Pellets aus dem Ausgangsmaterial Sägemehl kostet etwa 0,5 Cent/kWh. Der Verkaufspreis für Pellets liegt mit ca. 3 Cent/kWh (ohne MwSt.) derzeit ungefähr gleichauf mit den Öl- und Gaspreisen (Mai 2001). Bei höheren Preisen für fossile Brennstoffe lohnen sich Pelletheizungen nicht nur ökologisch sondern auch ökonomisch.

Dem Zuwachs an Neuanlagen steht ein vergleichbarer Rückgang bei den **alten Feuerungen** durch Wohnungsmodernisierung (Umstellung von Einzelraumbeheizung auf Zentralheizung) gegenüber. Ob sich in den letzten Jahren ein Zuwachs bei der Anzahl der Holzfeuerungen ergeben hat, ist daher unsicher. Noch schwerer ist die Abschätzung der Holzmengen, welche in den Kleinstfeuerungen verbrannt wird, da Brennholz normalerweise nicht über Märkte gehandelt wird und die meisten der in den letzten Jahren verkauften Kleinstfeuerungen nur als zusätzliche Heizmöglichkeit neben einer ohnehin vorhandenen Zentralheizung eingesetzt werden.

Im Leistungsbereich der **Kleinfeuerungen** (15 bis 1 000 kW) dürfte sich der Bestand zwischen 200 000 und 400 000 Anlagen bewegen (Jahrbuch 2001). Der überwiegende Teil hiervon dort, wo Holz ohnehin vorhanden ist, nämlich in den ca. 60 000 holzverarbeitenden (St. Jahrbuch 1996) und den über 400 000 Wald bewirtschaftenden Betrieben (Agrarbericht 1999).

Mit (Holz-) **Großfeuerungen** werden zunehmend auch Nah- und Fernwärmenetze mit Wärme versorgt werden. Die größeren Feuerungsleistungen haben den Vorteil, dass sich ein höherer technischer Aufwand lohnt, der einer effizienteren Verbrennung und geringeren Emissionen zugute kommt. So kann durch Kondensation der Rauchgase (Brennwertnutzung) zusätzlich Wärme ausgekoppelt und gleichzeitig die Abscheidung von Feinstaub verbessert werden. Bei guten Anlagen ist am Kamin nicht mehr erkennbar, ob der Biomassekessel in Betrieb ist. Im Leistungsbereich über 1 MW_{th} wird die Anlagenzahl in Deutschland auf etwa 1000 geschätzt (Fachagentur 2000).

Insgesamt werden ca. 150 PJ/a an fester Biomasse energetisch genutzt, davon 90 PJ/a Brenn- oder Restholz direkt aus dem Wald, 50 PJ/a Industrierestholz (Sägewerke...) oder Altholz und etwa 10 PJ/a Stroh und Sonstiges. Da es keine statistische Erfassung für die energetische Nutzung von Biomasse gibt, müssen diese Zahlen als grobe Schätzwerte angesehen werden (Jahrbuch 2001).

Während der letzten beiden Jahrzehnte konnten Holzfeuerungen ganz erheblich verbessert werden. Die mittleren Wirkungsgrade getesteter Kessel stiegen von 55% auf über 85%, die CO-Emissionen sanken von 15 000 mg/m³ auf nur noch 200 mg/m³ (Wieselburg 1998, vgl. Abbildung 6-7). Auch die Staubemissionen konnten auf weniger als ein Fünftel reduziert werden. Verbrennungsverbote für feste Brennstoffe, welche in der Vergangenheit zu recht ausgesprochen wurden, sind angesichts des technischen Fortschritts durch (strenge) Emissionsgrenzwerte zu ersetzen.

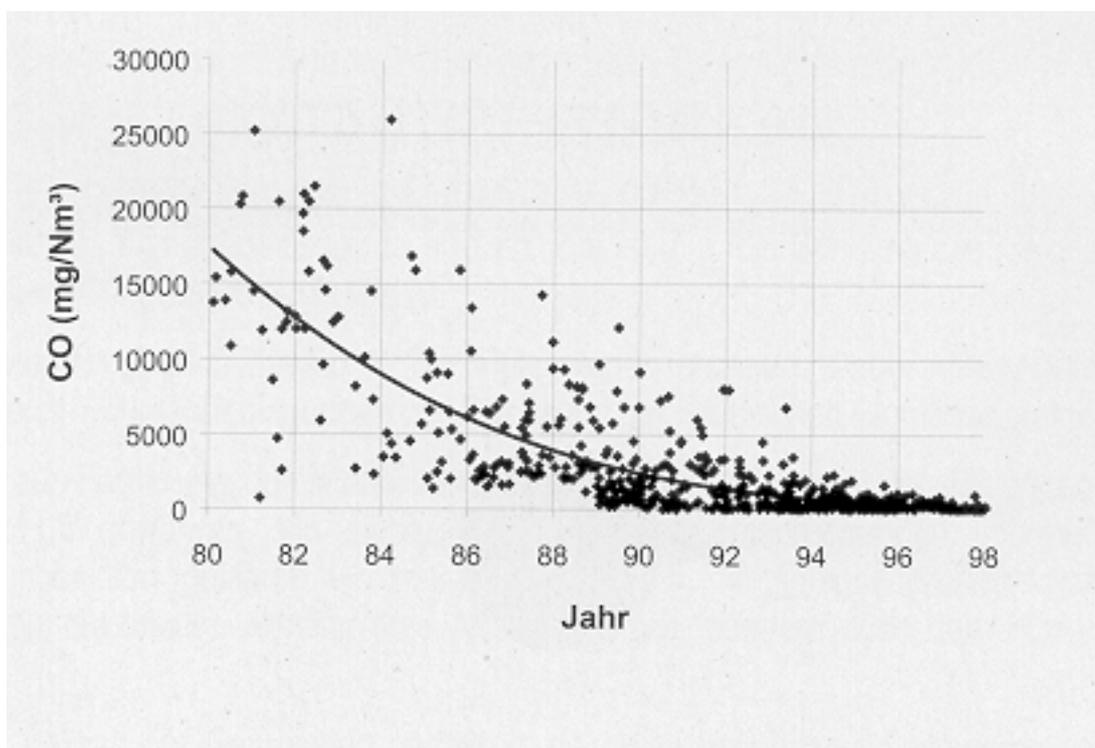


Abbildung 6-7: CO-Emissionen von Scheitholzkesseln.

In (Holz-) **Heizkraftwerken** wird neben Wärme auch Strom erzeugt. In heutigen Anlagen mit Feuerungsleistungen von 10 bis 40 MW_{th} werden hierzu Dampfturbinen eingesetzt. Die elektrischen Nutzungsgrade existierender Anlagen liegen bei etwa 10%, bei gleichzeitiger Auskopplung von Wärme. Bei größeren Anlagen lassen sich auch mit Dampfturbinen bessere Nutzungsgrade erreichen. Die maximale Wirkungsgradgrenze kann hier mit 36% angegeben werden. Derzeitige Entwicklungen zielen auf die Konstruktion kleinerer Anlagen bei gleichzeitiger Verbesserung des elektrischen Nutzungsgrades. Ein innovativer Weg zur Erhöhung der Brennstoffausnutzung ist auch die **Biomassevergasung**, bei der beispielsweise aus Holz Holzgas gewonnen wird. Dieses kann dann in Gasmotoren oder Gasturbinen genutzt werden. Die elektrischen Nutzungsgrade bisheriger Konzepte liegen allerdings auch nur bei 20%, mit jedoch

erheblichem Verbesserungspotenzial. Eine technische Herausforderung stellt insbesondere die Gasreinigung dar, da Motoren und Turbinen ein möglichst kondensatfreies (Teer) und staubfreies Gas benötigen. Bisher verhindert der damit verbundene Aufwand einen wirtschaftlichen Betrieb derartiger Anlagen. Auch mit **Stirlingmotoren** lassen sich schon bei kleinen Leistungseinheiten ab 10 kW_{el} elektrische Wirkungsgrade von über 20% im KWK-Betrieb erreichen. Ungelöste Probleme gibt es hier u.a. bei der Verschmutzung der Heizflächen durch staubbeladene Rauchgase.

6.2.1.3 Kosten von Holzheizungen

Der technische Aufwand für die saubere Verbrennung des inhomogenen stückigen Brennstoffes Holz ist größer als bei dem homogenen flüssigen Brennstoff Heizöl. Dementsprechend sind Holzheizkessel deutlich teurer als Ölkessel. Für die vollautomatische Beschickung des Kessels, welche bei Hackschnitzeln oder Pellets möglich ist, kommt noch eine teure Mechanik (Förderschnecke zum Holzkegel, Austragung bzw. Transport innerhalb des Lagerraums zur Förderschnecke) hinzu. Dafür können die prinzipiell umweltgefährdenden Öltanks entfallen.

Ein wichtiger aber oft vernachlässigter Kostenfaktor ist der erforderliche Lagerraum für die Brennstoffe. Pellets haben hier große Vorteile gegenüber Hackschnitzeln, da sie bei gleichem Energiegehalt weniger als ein Drittel an Lagervolumen benötigen. Sie benötigen keinen größeren Lagerraum als Öltanks. Stückholz kann kostengünstig außerhalb des Gebäudes aufgeschichtet werden.

Bereits bei den heutigen Heizölpreisen von 30 Cent/l (o. MwSt., Stand Anfang 2002) haben Holzheizungen meist den Vorteil geringerer Brennstoffkosten. Dem stehen bei modernen Anlagen höhere Investitions- und Wartungskosten gegenüber. Die Brennstoffkosten steigen proportional mit dem Jahreswärmebedarf des zu versorgenden Objektes an, die Investitionskosten steigen dagegen deutlich langsamer. Aus wirtschaftlicher Sicht sind daher große Holzkegel konkurrenzfähiger als Kleinanlagen.

Beispielsweise ergeben sich für die Wärmeversorgung eines größeren vor 1980 gebauten Einfamilienhauses mit einem jährlichen Wärmebedarf von 30 MWh bei Beheizung mit Öl Vollkosten von 8 Cent/kWh für Abschreibung, Wartung und Brennstoff. Mit Holzheizungen lassen sich nur bei der Verwendung von Stückholz und unter Vernachlässigung eines Teils des Arbeitsaufwandes für die Brennstoffbeschaffung und den Betrieb günstigere Kosten erreichen. Hackschnitzelanlagen können erst ab einem jährlichen Wärmebedarf von wenigstens 50 MWh mit Ölheizungen konkurrieren. Für Pellets, bei welchen schon der Brennstoff vergleichsweise teuer ist, kann heute noch nicht billiger als mit Öl geheizt werden. Der Vorteil der Pellets liegt in anderen Bereichen. So ist beispielsweise ein relativ geringer Planungsaufwand notwendig, da u.a. die Kompatibilität mit dem vorhandenen Heizungskeller und den Lagerräumen meist gegeben ist.

Holzheizwerke können, bezogen auf die Leistung des Biomasselkessels, günstiger gebaut werden als kleine Anlagen für die Versorgung eines einzelnen Gebäudes. Außerdem kann hier aufgrund der verbesserten Abgasreinigung billigerer Brennstoff (z.B. nasse Rinde)

eingesetzt werden. Wärme lässt sich daher bei einer Kesselleistung von 2 MW und 2 500 Vollbenutzungsstunden zu Kosten von nur 3,6 Cent/kWh bereitstellen. Um die geringen Wärmegegestehungskosten von Heizwerken mit den Vollkosten von Zentralheizungen vergleichbar zu machen, müssen noch die Aufwendungen für ein Nahwärmenetz und die Hausübergabestationen in den angeschlossenen Gebäuden berücksichtigt werden. Diese Verteilungskosten hängen stark von den örtlichen Gegebenheiten und vom Anschlussgrad ab. In typischen Einfamilienhausgebieten und bei einem idealen Anschlussgrad von 100% liegen sie bei ca. 2,5 Cent/kWh. Die Gesamtkosten für die Wärme liegen damit im Idealfall deutlich unter denen von Ölzentralheizungen. Realistischerweise muss aber derzeit und in Deutschland (siehe auch Kapitel 6-4) mit weitaus geringeren anfänglichen Anschlussgraden, welche nur langsam zunehmen, gerechnet werden. Ohne impulsierende öffentliche Förderung wird sich daher Nahwärme aus erneuerbaren Energien in Deutschland nicht einführen lassen.

Wärme aus Strohheizwerken ist sowohl wegen der aufwendigeren Anlagentechnik als auch wegen des höheren Brennstoffpreises teurer als aus Holzheizwerken. Unter günstigen Verhältnissen (hoher anfänglicher Anschlussgrad) ist bei der Nutzung von Überschussstroh ein wirtschaftlicher Betrieb gerade noch möglich. Wird dagegen Brennstoff aus Energieplantagen (z.B. Miscanthus) verwendet, ist ohne Förderung kein wirtschaftlicher Betrieb möglich. Stroh und der Anbau von Energiepflanzen tragen jedoch merklich zum gesamten energetischen Potenzial der Biomasse bei.

6.2.1.4 Technische Potenziale

Holz und sonstige feste Biomasse hat gegenüber den ebenfalls zur Wärmeerzeugung nutzbaren Kollektoren oder der Geothermie den Vorteil, problemlos lagerbar zu sein. Dies eröffnet die Möglichkeit, selbst an kalten Wintertagen den erforderlichen Wärmebedarf vollständig zu decken, was bei vielen anderen erneuerbaren Energien mit vertretbarem Aufwand kaum möglich ist.

Bei der Bestimmung der technischen Potenziale der Biomasse für energetische Zwecke ist zwischen der Nutzung von Reststoffen (Restholz, Reststroh) und der Nutzung von Energiepflanzen zu unterscheiden. Die Potenzialangaben zu energetisch verwertbaren organischen (festen) Reststoffe liegen für Deutschland zwischen 200 und 520 PJ/a. Als gesicherter Referenzwert kann 320 PJ/a festgelegt werden, davon sind 100 PJ/a Reststroh (BMU 1999). Damit können rund 2,5% des (derzeitigen) Primärenergiebedarfs Deutschlands bereitgestellt werden. Das Potenzial ist im Durchschnitt zu rund 10% erschlossen. Für einzelne Reststoffarten sind die Ausschöpfungsgrade allerdings deutlich höher, z.B. für Industrie- und sonstiges Restholz über 50%. Setzt man weiterhin die für Energiepflanzenanbau nutzbaren Flächen mit 1,5 Mio. ha an, was einen relativ niedrigen Wert darstellt (andere Abschätzungen gehen bis zu 5 Mio. ha) und deshalb Spielräume für eine Extensivierung der Landwirtschaft und den Anbau von Chemie- und Technikrohstoffen enthält (BMU 1999) so stehen weitere 300 PJ/a an Energie zur Verfügung. Insgesamt ist auf der Basis dieser Restriktionen mit fester Biomasse ein Anteil

von 4% am (derzeitigen) Primärenergieverbrauch Deutschlands bereitstellbar¹. Für ländliche Regionen liegen die Prozentanteile beim Drei- bis Vierfachen dieses Durchschnittswertes, so dass sich für viele Landgemeinden attraktive Möglichkeiten einer nennenswerter Energieversorgung auf der Basis von Biomasse ergeben.

Durch einen Import von Biomasse aus walddreichen aber bevölkerungsarmen Nachbarländern besteht die Möglichkeit, das Potenzial weiter zu erhöhen. Um Fehlentwicklungen zu vermeiden, bedarf es hierbei allerdings einer Abstimmung der Klimaschutzstrategien mindestens innerhalb eines gesamteuropäischen Rahmens. In der vorliegenden Untersuchung werden daher für den Import von Biomasse keine energetischen Potenziale ausgewiesen.

6.2.2 Strom- und Wärmeerzeugung aus Biogas

6.2.2.1 Heutiger Status und Entwicklungspotenziale

Als Ausgangsstoffe für die Bildung von Biogas eignen sich sämtliche vergärbaren Reststoffe, also Gülle aus landwirtschaftlicher Tierhaltung, Biomüll, Klärschlamm und kommunale Abwässer oder Speisereste. Auch aus Deponien tritt Biogas aus, das heute weitgehend energetisch genutzt wird. Besonders attraktiv ist die gleichzeitige Vergärung von landwirtschaftlichen mit gewerblichen oder Haushaltsabfällen, die sog. Kofermentation. Mit ihr kann die Ausbeute an Biogas deutlich gesteigert und zusätzliche Entsorgungserlöse erzielen werden. Der verbreiteten Einführung der Kofermentation stehen allerdings noch logistische und rechtliche Hürden entgegen, wie Vorschriften zur Schadstofffreiheit und zur Hygienisierung, ausreichende Ausbringungsmöglichkeit für das zusätzliche Substrat, gesicherte Verfügbarkeit der Zusatzabfälle u.a.

Biogas kann thermisch in geringfügig modifizierten Erdgaskesseln und Kochherden eingesetzt werden. Dies ist besonders bei Kleinanlagen im ländlichen Raum und in Entwicklungsländern sinnvoll. Bei größeren Anlagen ist der Einsatz eines Blockheizkraftwerks zweckmäßig. Das BHKW deckt dabei auch den Eigenbedarf der Anlage an Strom und Wärme, der bei durchschnittlichen Anlagen je nach Ausgangsstoff zwischen 5 und 40% des Stroms für Rührwerke und andere elektrische Aggregate bzw. zwischen 10 und 50% der Wärme beträgt. Auch ökonomisch ist die gekoppelte Erzeugung von Kraft und Wärme wegen der Möglichkeit der Stromeigennutzung bzw. der durch das EEG gesicherten Vergütung sinnvoller als die bloße thermische Nutzung von Biogas. Anzustreben ist jedoch die möglichst vollständige Nutzung überschüssiger Wärme. Hier ist die Einbindung in ein Fernwärmenetz oder die Kopplung mit einem ganzjährigen Wärmeabnehmer (Gewerbebetriebe, Hallenbäder etc.) bzw. die Nutzung der Wärme zur Hygienisierung von Speiseabfällen vorteilhaft.

Verfahrensfortschritte und damit verbundene Kostensenkungen sowie der Einstieg in die Kofermentation haben in Verbindung mit verschiedenen Fördermaßnahmen in den letzten

¹ Mit dem Flächenwert von 5 Mio. ha und einem höheren Nutzungspotenzial für Restholz von 290 PJ/a (Flaig 1998) erhält man insgesamt eine Energiemenge von 1.350 PJ/a, also einen potenziellen Anteil von 9,5% des derzeitigen Primärenergieverbrauchs.

Jahren zu einem deutlichen Wachstum im Anlagenbau geführt. Während 1990 in Deutschland erst ca. 100 Anlagen Biogas produzierten, waren es Ende 2000 bereits 1.050 Anlagen mit einer Leistung von insgesamt 75 MW_{el} (Biogas 2001). Davon stehen 40% in Bayern und 25% in Baden-Württemberg. Hier sind auch stark die (kleineren) bäuerlichen Einzelanlagen konzentriert, während in Niedersachsen auch größere Anlagen und Gemeinschaftsanlagen zu finden sind. Vereinzelt sind auch Anlagen zur Vergärung von Biomüll in Betrieb bzw. in Planung. Hinzu kommen 440 Deponie- und Klärgas-BHKW mit insgesamt 280 MW Leistung (Jahrbuch 2001). Insgesamt lieferte die Vergärung von Biomassen im Jahr 2000 rund 1200 GWh an Elektrizität in die Netze der Stromversorger. Unter Berücksichtigung des von den Erzeugern selbst genutzten Stroms und weiterer Lücken in der Statistik kann mit einer gesamten Stromerzeugung von rund 1 500 GWh gerechnet werden.

Biogas aus landwirtschaftlichen Betrieben hat hieran nur einen Anteil von etwa 20%. Dieser nimmt aber derzeit rasch zu, was aus Sicht des Klimaschutzes besonders zu begrüßen ist, da durch Biogasanlagen nicht nur fossile Brennstoffe ersetzt werden, sondern auch die Emission des Klimagases Methan verringert wird, welches bei der unkontrollierten Zersetzung von Gülle in die Atmosphäre entweicht.

6.2.2.2 Kosten und Kostensenkungspotenziale

Die Kosten von Biogasanlagen hängen in starkem Maße von der Anlagengröße, dem Kofermentationsanteil, den Entsorgungsgutschriften, der Gasausbeute, dem Stromeigenbedarf, dem externen Wärmebedarf und anderen Nutzen (z. B. Düngewertverbesserungen) ab, die meisten Anlagen sind zudem auf die individuellen Gegebenheiten des jeweiligen Hofes zugeschnitten (Flaig 1998). Verallgemeinernde Aussagen sind daher nur für weitgehend standardisierte kommerzielle Anlagen sinnvoll. Diese werden jedoch erst ein nennenswertes Marktwachstum erreichen, wenn eine deutlich intensivere Erschließung des Potenzials stattfindet.

Derzeit kommen nur größere Höfe für einen wirtschaftlichen Betrieb von Biogasanlagen in Frage. Bei einem Tierbestand von 120 Großvieheinheiten (GVE) muss noch vorausgesetzt werden, dass der überwiegende Teil der produzierten Wärme in der näheren Umgebung auch tatsächlich benötigt wird. Und auch dann müssen noch lange Amortisationszeiten von 20 Jahren akzeptiert werden. Je kleiner die Anlagen sind, desto höher ist derzeit der Anteil der biologisch wirtschaftenden Höfe.

Bei größeren Anlagen ab 250 GVE ergeben sich bereits wesentlich günstigere wirtschaftliche Randbedingungen. Dafür werden diese Höfe meist von Betriebswirten geführt, welche nicht bereit sind, aus reinem Idealismus lange Amortisationszeiten zu akzeptieren.

Noch größere Gemeinschaftsanlagen verlangen relativ aufwändige Installationen, bestehend aus Bioreaktor, Hygienisierung-, Mischbehältern, Pumpen, Gasbehältern u.a., die sich in entsprechenden Investitionskosten niederschlagen. Dadurch gehen die Kostenvorteile, welche sich aus den Skalierungseffekten für Großanlagen ergeben, zum überwiegenden Teil wieder verloren. Deshalb ist eine möglichst hohe Gasausbeute,

erreichbar durch Kofermentation, unumgänglich, um in wirtschaftliche Bereiche zu gelangen. Dann aber können Gemeinschaftsanlagen bereits im Rahmen der geltenden Förderinstrumentariums (EEG) im allg. kostendeckend betrieben werden. Hemmend wirkt sich bei Gemeinschaftsanlagen der große Aufwand für Organisation und Planung aus, welcher bereits zu leisten ist, bevor mit dem Bau begonnen werden kann.

Ein Fortbestand der finanziellen Hilfen, wie sie das Marktanzreizprogramm derzeit bietet, ist daher aus unterschiedlichen Gründen für alle Größenklassen von Biogasanlagen erforderlich, damit die klima- und umweltschonende Verarbeitung von Gülle auch in Zukunft weiter ausgebaut werden kann.

Deponiegas fällt kontinuierlich und vorhersagbar an. Im allgemeinen ist keine Wärmenutzung möglich. Trotzdem ist bei ordnungsgemäßer Auslegung der Anlage ein wirtschaftlicher Betrieb nach EEG gewährleistet. Klärgasanlagen sind ebenfalls wirtschaftlich, wenn eine hohe Laufzeit der Anlagen erreicht werden kann.

6.2.2.3 Technisches Potenzial

Die Abschätzungen der technischen Potenziale der Vergärung von organischen Reststoffen liegen für Deutschland zwischen 80 und 150 PJ/a Biogasaufkommen. Als repräsentativer Wert wird 125 PJ/a gewählt (BMU 1999), was knapp 1% des gesamten Primärenergieverbrauchs entspricht. 65% davon entfallen auf die Tierhaltung, 30% sind Deponie- und Klärgaspotenziale und 5% stammen aus Biomüll, gewerblichem organischen Abfall und Grünschnitt. In Kraft-Wärme-Kopplung lassen sich damit rund 11 TWh/a Strom und 15 TWh/a Wärme bereitstellen. Andere landwirtschaftliche Nutzungsformen, z.B. gezielte Nutzung von Gräsern zur Vergärung; Extensivierung der Tierhaltung (Scheffer 2000), können diese Anteile verschieben.

6.2.3 Solarthermische Kollektorsysteme

6.2.3.1 Heutiger Status und Entwicklungspotenziale

Solarthermische Anlagen haben in den letzten 10 Jahren einen starken Aufschwung erlebt. Die jährlich installierte Fläche bei verglasten Kollektoren stieg zwischen 1990 und 2000 von 50.000 m² auf 600.000 m² (Abbildung 6-8)². Damit ist Deutschland weltweit der mit Abstand größte Markt für solarthermische Anlagen. Lediglich pro Kopf liegen Griechenland und Österreich (!) mit installierten 0,2 m²/Einwohner deutlich vor Deutschland mit 0,04 m²/Einwohner. Dieser große Zuwachs ist umso bemerkenswerter, als günstige Randbedingungen, wie sie z.B. das StrEG für die Windenergie geschaffen hatte, im Wärmemarkt nicht bestehen. Im Jahr 2001 wurden die Förderkonditionen durch den Bundesminister für Wirtschaft zweimal deutlich verschlechtert. Die Fördersätze liegen derzeit deutlich unter dem Mehrwertsteuersatz. Erste Reaktionen am Markt deuten darauf hin, dass dies ab 2002 zu einem Markteinbruch anstelle des bis dahin erwarteten kräftigen Zuwachs führen kann (Stand Ende 2001).

² In 2001 wurden nochmals 900 000 m² verglaste Kollektoren zugebaut.



Abbildung 6-8: Entwicklung des Absatzes von Solarkollektoren in Deutschland seit 1990 und kumulierte installierte Kollektorfläche. Quelle: (Jahrbuch 2001)

Die gängigen Systeme mit Kollektorflächen von 5 – 10 m² dienen nicht ausschließlich der Warmwasserbereitung. Der Anteil der Anlagen, die darüber hinaus zur Heizungsunterstützung eingesetzt werden, liegt bei Neuinstallationen inzwischen bei 20%. Bei den Kollektortypen dominieren Flachkollektoren. Vakuumkollektoren, die sich durch eine sehr gute Wärmeisolierung auszeichnen und dadurch höhere Erträge erzielen, sind deutlich teurer und halten daher bislang nur einen Marktanteil von ca. 15%. Ein besonders attraktiver Anwendungsbereich solarer Wärme besteht in der Beckenwassererwärmung von Freibädern, denn hier korreliert der Bedarf in idealer Weise mit dem solaren Angebot. Bis Ende 1999 waren 573 Schwimmbadsolaranlagen mit einer Absorberfläche von 340.000 m² in kommunalen Bädern installiert. Der Zubau bewegte sich in den letzten Jahren zwischen 20.000 - 30.000 m² pro Jahr. Zusammen mit verglasten Kollektoren sind somit Ende 2000 in Deutschland rund 360 000 Solaranlagen mit 3,2 Mio. m² Kollektorfläche in Betrieb. Dies entspricht immerhin einer Nutzenergiebereitstellung von annähernd 1.200 GWh pro Jahr, was allerdings nur etwa 45% des gesamten Endenergiebedarfs in Deutschland entspricht.

Anlagen zur Brauchwassererwärmung decken zwar den Warmwasserbedarf zur Hälfte, bezogen auf den gesamten Wärmebedarf neuer Wohngebäude entspricht dies jedoch lediglich einem Anteil von etwa 15%. Aufgrund von Effizienzsteigerungen bei den Kollektoren und Weiterentwicklungen in der Speicher- und Systemtechnik brachten Anbieter in den letzten Jahren zunehmend Kombianlagen zur Brauchwassererwärmung

und Heizungsunterstützung auf den Markt. Diese haben üblicherweise eine Kollektorfläche zwischen 8 und 15 m² und ein Speichervolumen von 500 bis 1.000 l. Damit kann die Heizung in der Übergangszeit deutlich unterstützt werden, so dass z.B. in Niedrigenergiehäusern solare Anteile am Gesamtwärmebedarf von 25 – 30% erreicht werden können.

Zur weiteren Erhöhung der solaren Deckungsanteile muss im Sommer gewonnene Solarwärme bis in den Winter gespeichert werden. Um eine nennenswerte Verschiebung von Wärmemengen aus dem Sommer in den Herbst oder Winter zu realisieren, sind große Speichervolumina erforderlich, die aus technischen Gründen (Realisierung eines günstigen Oberflächen-Volumenverhältnisses zur Minimierung der Wärmeverluste) und ökonomischen Gründen primär in Verbindung mit großen solaren Gemeinschaftsanlagen mit mehreren 1 000 m² Kollektorfläche sinnvoll sind. Dann muss nicht mehr auf Stahl- oder Betonspeicher zurückgegriffen werden, sondern es können auch preiswertere Kies/Wasserspeicher, Erdreich/Wasserspeicher und ggf. auch Erdsonden- oder Aquiferspeicher eingesetzt werden. Die Entwicklung solar unterstützter Nahwärmesysteme begann 1993 in Ravensburg mit einer gemeinschaftlichen Warmwasserversorgung für 36 Reihenhäuser. In den letzten fünf Jahren wurden in Deutschland 7 weitere Projekte mit Langzeitwärmespeichern und Kollektorflächen zwischen 500 m² (Steinfurt) und 5 600 m² (Friedrichshafen) errichtet.

Wesentliche technische Neuerungen konnten in den letzten Jahren bei der selektiven Beschichtung von Absorbern erreicht werden, woraus sich eine deutliche Verbesserung des Emissionsgrades der Schicht und damit des Wirkungsgrades der Kollektoren ergab. In Zukunft sind in der Kollektortechnik auf Grund folgender Entwicklungen auch weitere Kostensenkungen zu erwarten: Verbesserung der Integration von Kollektoren in Dachsysteme, bei denen der Kollektor zusammen mit den Dachsparren als vormontierte Einheit installiert wird; Verbesserung der Transmissionseigenschaften der transparenten Abdeckung der Kollektoren; kostengünstigere Regler; solare Klimatisierung; Integration von Kollektoren in Fassaden. Große saisonale Speicher für Wassertemperaturen bis 90 °C haben in den letzten Jahren auch in Deutschland ihre technischen Bewährungsproben bestanden. Weitere Anstrengungen sind jedoch notwendig, um wirtschaftlich vertretbare Lösungen aufzuzeigen. Kostensenkungspotenziale größeren Umfangs sind hier aber noch vorhanden (HGF 2001).

6.2.3.2 Kosten und Kostensenkungspotenziale

Für Kleinanlagen konnten die Kosten innerhalb der letzten 14 Jahre inflationsbereinigt halbiert werden. Für Großanlagen liegen über einen längeren Zeitraum Erfahrungen speziell in Schweden vor. Hier konnten im gleichen Zeitraum die spezifischen Kosten für das Kollektorfeld sogar auf ein Drittel gesenkt werden. In Deutschland ist aufgrund der unterschiedlichen Pilotanlagen bei deutlich sinkender Tendenz noch eine starke Streuung der spezifischen Kosten großer Kollektorfelder zu beobachten (HGF 2001; Mangold 2001).

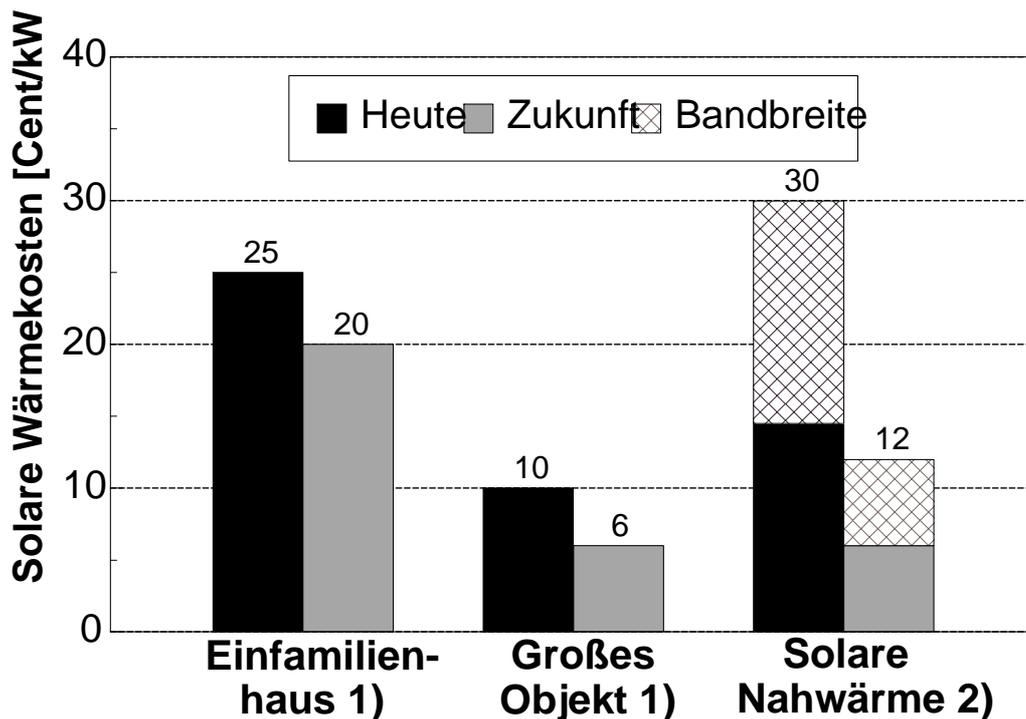
Prinzipiell lassen sich größere Kollektorfelder zu günstigeren flächenbezogenen Kosten bauen, da gegenüber Kleinanlagen der Randverbund zum Dach, die Leitungen vom Dach in den Keller und die Steuerungseinheit weniger ins Gewicht fallen. Eine Vergrößerung des Kollektorfeldes bei einem gegebenen Objekt führt zu einer Erhöhung des solaren Deckungsanteils. Größere solare Deckungsanteile führen tendenziell zu höheren Kosten, da dann in zunehmendem Maße Wärme über einen längeren Zeitraum gespeichert werden muss, wodurch der Speicher größer ausgelegt werden muss und die spez. Kollektorausbeute sinkt.

Für Kleinanlagen mit Kollektorflächen von etwa 5 m², welche 60% des Warmwasserbedarfs eines Einfamilienhauses decken können, ergeben sich solare Wärmegestehungskosten von etwa 25 Cent/kWh (Zins 6%, Abschreibungsdauer 20 Jahre). Bei Vergrößerung der Kollektorfläche auf 15 m² können zusätzlich noch etwa 10% des Raumwärmebedarfs gedeckt werden bei nahezu konstanten solaren Wärmekosten.

Für nur etwa 10 Cent/kWh kann warmes Wasser für ein großes Objekt (ca. 10 000 m² Wohn- oder Nutzfläche) bereitgestellt werden. Entweder aus einer mittelgroßen Anlage (50 m²) bei einem allerdings sehr geringen solaren Deckungsanteil (und entsprechen hoher spez. Kollektorausbeute) oder aus einer großen Anlage (1 300 m²), welche bereits 28% des gesamten Bedarfs an Raumwärme und Warmwasser solar abdeckt.

Für Großanlagen (ca. 10 000 m²) mit saisonaler Wärmespeicherung kostet heute die solare Wärme ab Speicher noch zwischen 15 und 30 Cent/kWh. Die Kosten sind stark davon abhängig, wo das Kollektorfeld installiert wird. Am aufwendigsten ist die Installation auf Altbaudächern, mittlere Verhältnisse ergeben sich für Neubausiedlungen und die günstigsten für eine ebenerdige Installation, wie sie bisher nur in den skandinavischen Ländern üblich ist. Für die Verteilung der Wärme aus der Großanlage wird noch ein Nahwärmenetz benötigt. Diese Anlagenart wird daher mit „Solare Nahwärme“ bezeichnet.

Die größten Kostensenkungspotenziale sind bei den Großanlagen und dort insbesondere bei den Baukosten für saisonale Speicher vorhanden. Der heutige solare Wärmepreis kann bei Ausschöpfung dieser Potenziale mehr als halbiert werden. Für kleinere Anlagen mit Kollektorflächen unter 50 m² überwiegt der Anteil der konventionellen Bauteile wie Rohrleitungen und Speicher sowie die handwerkliche Installationsarbeit. Dementsprechend kann hier nur mit einer Kostendegression von etwa 25% gerechnet werden.



- 1) geringer solarer Deckungsanteil von max. 28%.
 2) hoher solarer Deckungsanteil von über 70%.

Solkost.pre

Abbildung 6-9: Wärmegestehungskosten von kleinen Anlagen für Einfamilienhäuser, mittleren Anlagen für große Einzelobjekte und solare Nahwärme mit saisonalem Speicher (HGF 2001).

In Abbildung 6-9 werden die solaren Wärmekosten nebeneinander dargestellt. Bei einem Vergleich ist zu beachten, dass für solare Nahwärme die bei weitem größten solaren Deckungsanteile erreicht werden. Wird auf den saisonalen Speicher verzichtet und nur ein Deckungsanteil von 15% angestrebt, so halbieren sich die dargestellten Kosten. Derartige Systeme können aber – ähnlich wie Kleinanlagen – auf die Dauer nur wenig zur Potenzialausschöpfung beitragen. Sie werden daher hier nicht gesondert dargestellt.

Großanlagen liegen deutlich näher an der Wirtschaftlichkeitsschwelle als Kleinanlagen. Dennoch ist auch im günstigsten Fall bei den heutigen fossilen Brennstoffpreisen noch eine Förderung notwendig, damit sich die Anlage für den Betreiber auch bei einer Einschränkung auf streng betriebswirtschaftliche Kriterien rechnet.

6.2.3.3 Technische Potenziale

Bei der Ermittlung des technischen und wirtschaftlichen Potenzials von Sonnenwärme ist zu beachten, dass das solare Angebot zum größeren Teil in der warmen Jahreszeit anfällt. Ohne Speicher können daher je nach Objekt nur Deckungsanteile von 20-30% erreicht werden. Größere Deckungsanteile führen zu höheren spezifischen Kosten. Das Solarsystem muss stets durch eine Holz-, Gas- oder Ölfeuerung ergänzt werden, sodass sich im konventionellen Teil des Heizsystems nur geringfügige Einsparungen bei den Investitionskosten ergeben. Bei Kopplung mit anderen Technologien zur

Wärmebereitstellung ist zu beachten, dass die Nutzung der solar erzeugten Wärme vorrangig erfolgen muss, da sie sonst verloren ist.

Für die Aufstellung von Kollektoren werden heute in Deutschland fast ausschließlich Dächer genutzt. Der Anteil am Wärmebedarf, der auf diese Weise solar gedeckt werden kann, hängt von der jeweiligen Bebauung und der Ausrichtung der Dächer ab. In ländlichen Gemeinden kann mit einem maximalen solaren Deckungsanteil von 60% gerechnet werden (Wiernsheim 1998). In Gebieten mit vorherrschender Mehrfamilienhausbebauung können noch Anteile von etwa 40% erreicht werden. Dabei ist bereits eine Minderung des heutigen Wärmebedarfs um 30% durch verbesserte Wärmedämmung berücksichtigt. Etwa ein Drittel des Dachflächenpotenzials befindet sich auf Flachdächern, meist große Gewerbebauten. Das solare Potenzial kann durch Nutzung weiterer Flächen innerhalb der Siedlungen (Südfassaden, Lärmschutzwände, Überdachungen von Parkplätzen...) nochmals verdoppelt werden. Auch außerorts kann durch Kollektorinstallation auf weiteren bisher ungenutzten Flächen, insbesondere Brachen, Halden oder Straßenböschungen das Potenzial weiter vergrößert werden. Vermindert wird das Potenzial durch eine Reihe konkurrierender Techniken, wie die Nutzung der Stellflächen durch Photovoltaik oder Wärmebereitstellung durch Geothermie. Auch in den bereits vorhandenen Fernwärmegebieten (hohe Rücklauftemperaturen, Konkurrenz durch KWK) oder in Siedlungen mit besonders lockerer Bebauung (zu geringe Wärmedichten für Nahwärme) ist ein Einsatz von solarer Wärme nur in begrenztem Maße möglich. Nach Berücksichtigung aller Restriktionen und Beschränkung auf Dachinstallationen kann in Deutschland mit einem Potenzial von knapp 30% am Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser gerechnet werden.

6.2.4 Wärme aus Geothermie

6.2.4.1 Status und Entwicklungspotenziale

Bei der geothermalen Energienutzung werden folgende Nutzungsformen unterschieden:

- Hydrothermale Systeme mit niedriger Temperatur zur Wärmeerzeugung
- Hydrothermale Systeme mit hoher Temperatur zur Strom- und Wärmeerzeugung
- Tiefe Erdwärmesonden zur Wärmeerzeugung
- Hot Dry Rock Verfahren zur Strom- und Wärmeerzeugung
- Oberflächennahe Systeme mit Wärmepumpe zur Raumheizung

Oberflächennahe Systeme, bei welchen Frostschutzmittel (Sole) in einem Erdreichwärmetauscher auf knapp 0 °C erwärmt und dann einer Wärmepumpe zugeführt wird, werden hier nicht näher betrachtet. Sie wurden im Rahmen des konventionellen Heizungsmixes in Kapitel 6.1 bereits diskutiert. Hydrothermale Quellen mit hoher Temperatur, wie z.B. in Island und Italien, gibt es in Deutschland nicht. Betrachtet werden

im folgenden hydrothermale Systeme mit niedriger Temperatur, tiefe Erdwärmesonden und das Hot Dry Rock Verfahren.

Hydrothermale Erdwärmenutzung: Die Nutzung von niedrigthermalen Tiefengewässern zwischen 40 °C und 100 °C ist vor allem im süddeutschen Molassebecken (Malmkarst), im Oberrheingraben und in Teilen der norddeutschen Tiefebene möglich. Das Thermalwasser wird gewöhnlich aus 1.000 bis 2.500 m Tiefe über Bohrungen an die Erdoberfläche gefördert und gibt hier seine Wärme an einen Verbraucher ab. Hydrothermale Erdwärme wird zur Gebäude- und Wasserheizung, in Thermalbädern und zu gewerblichen Zwecken (z.B. zur Beheizung von Gewächshäusern) genutzt. In Süddeutschland (süddeutsches Molassebecken) kann das Thermalwasser nach dem Abkühlen auch als Trinkwasser verwendet werden, da unterirdisch genügend Wasser nachfließt und der Mineralgehalt nur gering ist.

Erdwärmenutzung mit tiefen Erdwärmesonden: Prinzipiell kann bei jeder erfolgten Tiefbohrung eine Sonde eingebracht werden, in der Wasser im geschlossenen Kreislauf zirkulieren und sich in der Tiefe aufheizen kann. Das Verfahren funktioniert wie bei der Oberflächengeothermie mit einem im Boden liegenden Wärmetauscher und einer Wärmepumpe, der Unterschied liegt lediglich in der Tiefe der Bohrung und den dabei erreichten Temperaturen (Temperaturzunahme um ca. 30 °C je 1 000 m). Bei hinreichender Tiefe ist das Temperaturniveau hoch genug, um Gebäude ohne eine zusätzliche Wärmepumpe beheizen zu können. Der Neubau des Alfred Wegener Instituts in Bremerhaven wird aus einer 5 500 m tiefen Erdsonde beheizt werden. In dieser Tiefe wird mit einer Temperatur von 162 °C gerechnet. Dieses Temperaturniveau ist bereits ausreichend, um zusätzlich zur Wärme auch noch Strom bei einem Wirkungsgrad von etwa 12% zu erzeugen (ZfK 2002). Die hohen Kosten tiefer Erdwärmesonden sind derzeit noch das Hauptproblem bei der Einführung dieser Technologie, zumal die Anlagen bei etwa gleichem Aufwand eine geringere Leistung als hydrothermale Bohrungen aufweisen. Sie hängen auch stark davon ab, ob ein neues oder ein bereits vorhandenes Bohrloch benutzt werden kann.

Die direkte Nutzung der Erdwärme aus hydrothermalen Quellen ist technisch weitgehend entwickelt und bietet nur noch geringe Potenziale zur Kostensenkung. Da die Prospektionskosten erheblichen Anteil an den Projektkosten haben können, stehen verbesserte Verfahren zur Ressourcenevaluierung und -simulation im Vordergrund derzeitiger Arbeiten (BGR 2000). Ablagerung von Mineralien in den Rohren und Armaturen ist ein weiteres technisches Problem, bei dem noch Entwicklungsbedarf besteht.

Hot Dry Rock Verfahren zur Wärme- und Stromerzeugung: Bei der Hot-Dry-Rock Technik (HDR) handelt es sich um eine Technologie im Entwicklungsstadium. Die Nutzung heißer, trockener Gesteinsschichten in bis zu 5 km Tiefe bietet die Möglichkeit der geothermischen Wärme- und Stromerzeugung. Mittels einer Tiefbohrung erfolgt die sogenannte hydraulische Stimulation zur Erzeugung unterirdischer Wärmeaustauschflächen. Dabei werden natürlich vorhandene Risse und Spalten hydraulisch aufgeweitet und geschert bzw. neue Risse aufgebrochen und so die

Durchlässigkeit des Gesteins erhöht. Im Forschungsprojekt in Soultz sous Forets im Elsaß (Oberrheingraben) wurde auf diese Weise in 3.900 m Tiefe eine unterirdische Wärmetauscherfläche von ca. 3 km² erschlossen, aus der eine kontinuierliche thermische Leistung von 10-11 MW_{th} extrahiert werden kann. In der inzwischen auf 5.000 m vertieften Bohrung wurden Temperaturen bis 195 °C angetroffen. Zum Betrieb einer solchen Anlage wird kaltes Wasser in die Tiefe gepumpt (Injektionsbohrung) und über eine zweite (Produktions-)Bohrung wieder an die Oberfläche geführt. Das in den heißen Tiefengesteinen erhitze Wasser kann zur Speisung von Nah- und Fernwärmenetzen und bei einem entsprechend hohen Temperaturniveau auch zur Bereitstellung von Industriedampf genutzt werden. Bei Betriebstemperaturen zwischen 180 und 220 °C kann über ein Dampfkraftwerk Strom erzeugt werden. Der elektrische Wirkungsgrad liegt dabei bei etwa 10-16%. In Soultz soll in den nächsten Jahren eine Pilotanlage mit 3 MW elektrischer und 20 MW thermischer Leistung errichtet werden.

Gegenwärtig sind in Deutschland 26 hydrogeothermale Anlagen mit zusammen rund 50 MW_{th} geothermischer Leistung installiert, die eine Wärmemenge von etwa 1,6 PJ pro Jahr erzeugen (Jahrbuch 2001). Große Anlagen gingen 1995 in Neustadt-Glewe in Mecklenburg-Vorpommern, 1998 im bayrischen Erding und 2001 in Simbach/Braunau am Inn in Betrieb. Weitere Anlagen mit einer Leistung von 22 MW sind im Bau, zum überwiegenden Teil in Bayern.

6.2.4.2 Kosten

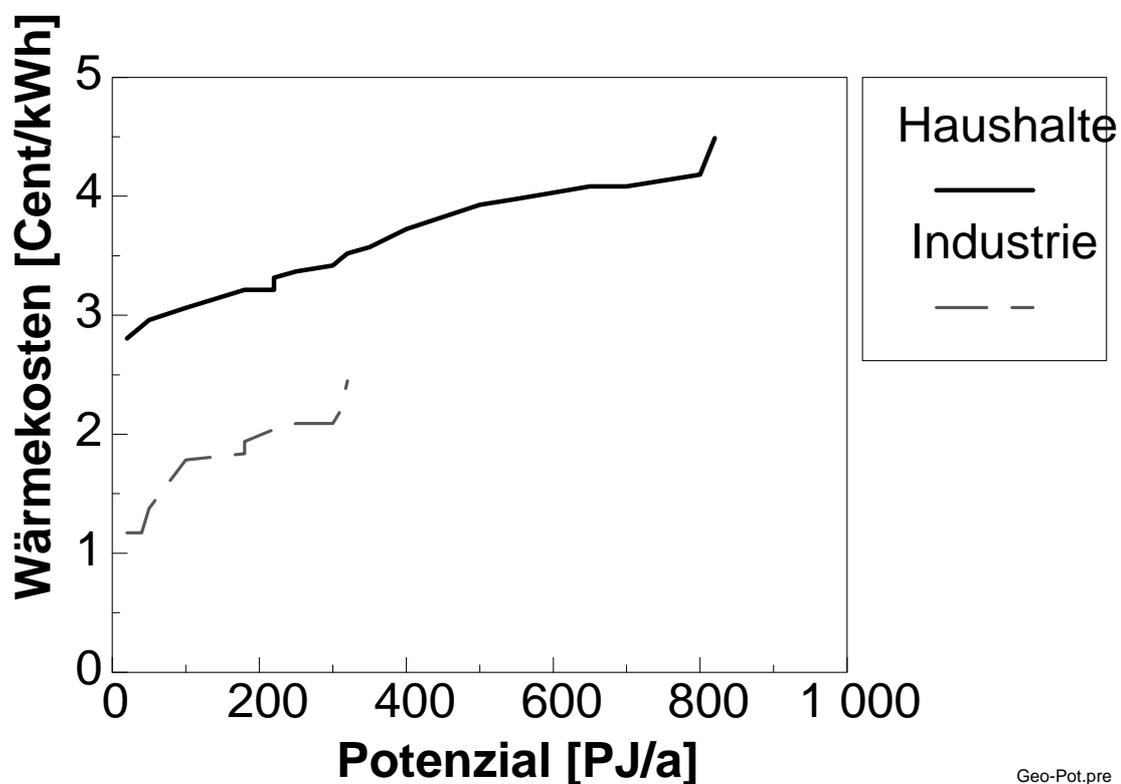
Die Wärmekosten von geothermischen Anlagen hängen stark von der Tiefe der Bohrung und von der Größe der Anlage ab. Vollständige Kostenangaben zu ausgeführten Projekten stehen nur in sehr begrenztem Maße zur Verfügung. Die geothermische Vereinigung rechnet bei einer Lagerstättentiefe von 2 000 m bei einer Lagerstättentemperatur von 80 °C und einer installierten Leistung von 10 MW mit Wärmekosten von 4 Cent/kWh (Zinssatz 6%, Abschreibungsdauer 20 Jahre, Jahrbuch 2001). Kleinere Anlagen führen zu deutlich höheren Kosten. Das für die Verteilung der Wärme notwendige Nahwärmenetz ist in den Angaben noch nicht enthalten.

6.2.4.3 Technische Nutzungspotenziale und Angebotskurven

Wärme aus Geothermieanlagen kann während des ganzen Jahres bei konstanter Leistung bereitgestellt werden. Aus Kostengründen werden diese Anlagen daher auf den Grundlastbedarf ausgelegt. Wenigstens für die kalten Jahreszeiten muss die Anlage durch einen Holz-, Gas- oder Ölkessel ergänzt werden. Bei Kopplung mit anderen Technologien zur Wärmebereitstellung ist zu beachten, dass die Nutzung der geothermisch erzeugten Wärme vorrangig erfolgen sollte, da sie - bei hinreichender Lagerstättentemperatur - nahezu kostenfrei zur Verfügung steht.

Der Wärmebedarf von Gemeinden, welche für die Nutzung von Geothermie in Frage kommen, da sie in einem der Gebiete mit hydrothermalen Vorkommen liegen und außerdem eine für die Wärmeverteilung geeignete Siedlungsstruktur aufweisen, wird mit

insgesamt etwa 1 150 PJ/a (300 TWh/a) für einen Nutzungszeitraum von 100 Jahren angegeben (Tenzer 1999, Kayser 1999). Dies sind 12% des Endenergiebedarfs. Für diese Anwendungen werden vor allem hydrogeothermale Ressourcen im Norddeutschen Becken, im Oberrheingraben und im süddeutschen Molassebecken genutzt werden. Kosten-Potenzialkurven für die Wärmenutzung in Haushalt und Kleinverbrauch und Industrie wurden von (Kayser 1999) erstellt (Abbildung 6-10). Demnach können, beginnend mit 3,8 Cent/kWh_{th} und steigend auf 4 Cent/kWh_{th} rund 800 PJ/a Nutzwärme bzw. für die Industrie 300 PJ/a zwischen 1,3 und 2 Cent/kWh_{th} frei Heizzentrale bereitgestellt werden. Enthalten sind die energetischen Beiträge der stets notwendigen Spitzenkessel und dort wo die Lagerstättentemperaturen zu gering sind für eine direkte Beheizung auch die der dann notwendigen Wärmepumpen.



Geo-Pot.pre

Abbildung 6-10: Kosten-Potenzial Funktion hydrothermischer Wärmeerzeugung in Deutschland (Geothermie 1999) (Zins 4%/a, Abschreibung 30a)

6.2.5 Wärmegestehungskosten und Kostenstruktur der technischen Potenziale

Wärme aus erneuerbaren Energien kann durch Einzelsysteme (z.B. Holzheizkessel, WW-Kollektoren) und mittels Nahwärmenetze bereitgestellt werden. Insbesondere letztere spielen bei einer weitgehenden Erschließung des Wärmemarktes eine sehr große Rolle.

Vielfach ist nur über sie eine Nutzung möglich (Erdwärme, Kollektorstärke für Raumheizung in größerem Ausmaß, KWK - Anlagen mit Biomasse). Typische Wärmeverteilungskosten von Nahwärmenetzen liegen zwischen 1 und 3 Cent/kWh (im wesentlichen Kapitalkosten der Netze). Da zentrale Heizanlagen i. allg. geringere spezifische Kosten als Kleinanlagen für Einzelgebäude aufweisen, sind Wärmekosten auf der Basis von Nahwärmeversorgungen bei sorgfältiger Auslegung und vollständiger Nutzung des Netzes eher günstiger als Einzelheizungen. Im folgenden Kostenvergleich beziehen sich alle Kosten auf Nutzwärme frei Gebäude, d.h. mittlere Verteilungskosten von 2 Cent/kWh sind bei Nahwärmesystemen eingeschlossen.

Die Wärmekosten der erneuerbaren Energien überschreiten eine größere Bandbreite zwischen **3,5 und 28 Cent/kWh**. Relativ teuer sind heute mit 20-25 Cent/kWh noch die derzeit häufig eingesetzten kleinen Kollektorsysteme zur Warmwasserbereitung. Auch heutige solare Nahwärmeversorgungen weisen Kosten auf, die deutlich über denen von Heizungssysteme auf der Basis fossiler Brennstoffe liegen (Vollkosten Einzelheizung³ ca. 8 Cent/kWh). Günstiger liegen mit rund 7,5 Cent/kWh hydrothermale Erdwärmeversorgungen und Strohheizwerke. Die günstigsten Kosten besitzen mit Werten um 6 Cent/kWh Holzkessel und Holzheizwerke mit kostengünstigen Brennstoffen. Auch KWK – Anlagen auf Biomassebasis liefern kostengünstig Wärme, wenn Erlöse für Strom auf der Basis des EEG berücksichtigt werden. Kostensenkungspotenziale besitzen insbesondere noch Kollektorsysteme und dort vor allem die heute noch wenig eingesetzten großen Systeme zur Warmwasserbereitung (mehrere 100 bis 1.000 m²) mit zukünftigen Wärmegeleistungskosten um 5 Cent/kWh. Solare Nahwärmeversorgungen können in den Bereich um 7,5 Cent/kWh gelangen. Längerfristig können dementsprechend die meisten relevanten Wärmeversorgungssysteme auf der Basis von erneuerbaren Energien in einem Kostenbereich von **5-10 Cent/kWh** frei Verbraucher Wärme bereitstellen.

Das Potenzial zur Nutzwärmebereitstellung lässt sich nach Kostenklassen strukturieren und in seiner Gesamthöhe unterschiedlichen Verfügungszeitpunkten zuordnen (Abbildung 6-11). Insgesamt ergibt sich ein längerfristiges Nutzungspotenzial von 3 500 PJ/a, was rund 65% der derzeitig zur Wärmeerzeugung eingesetzten Brennstoffmenge entspricht. Etwa zwei Drittel stehen jedoch derzeit aus strukturellen und technischen Gründen noch nicht zur Verfügung (Solare Nahwärme mit hohem Solaranteil, Erdwärme aus tiefen Schichten, Biomasse aus Energieplantagen). Das derzeit verfügbare, preisgünstige Potenzial **unter 7,5 Cent/kWh_{th}** in Höhe von **340 PJ/a** besteht weitgehend aus Biomassereststoffen.

³ Ersatz von Heizungskessel und Warmwasserspeicher in bestehendem Einfamilienhaus. Ölpreis 67 Pf/l, ohne MwSt.

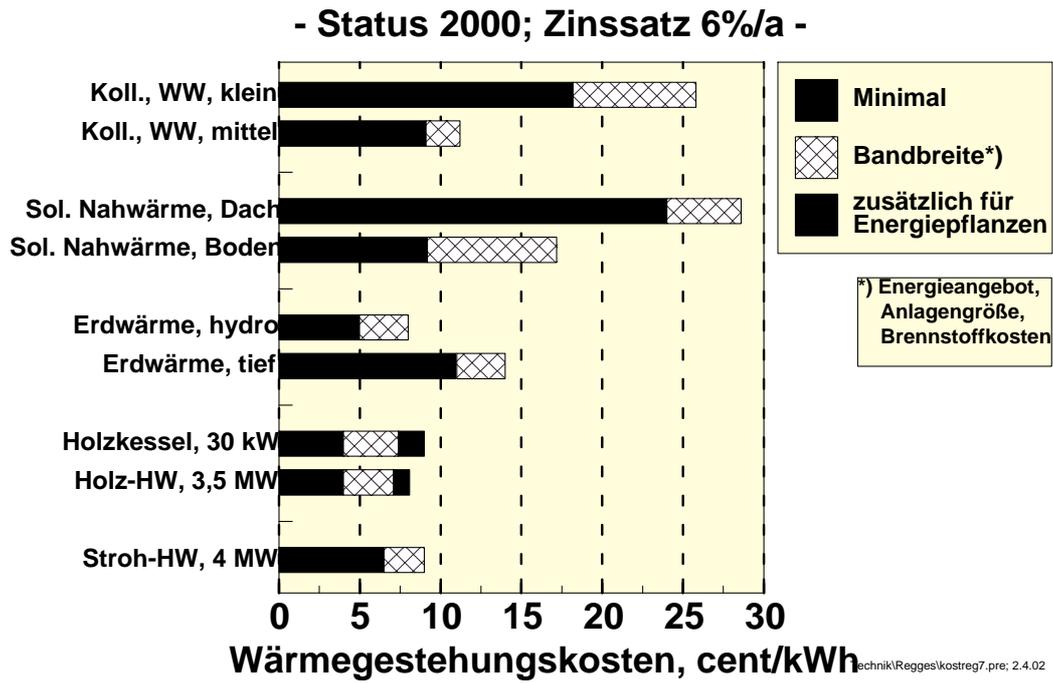


Abbildung 6-11: Derzeitige Wärmekosten von erneuerbaren Energien frei Verbraucher unter Berücksichtigung der Bandbreite infolge unterschiedlicher Einheitsleistung und Brennstoffkosten (Biomasse)

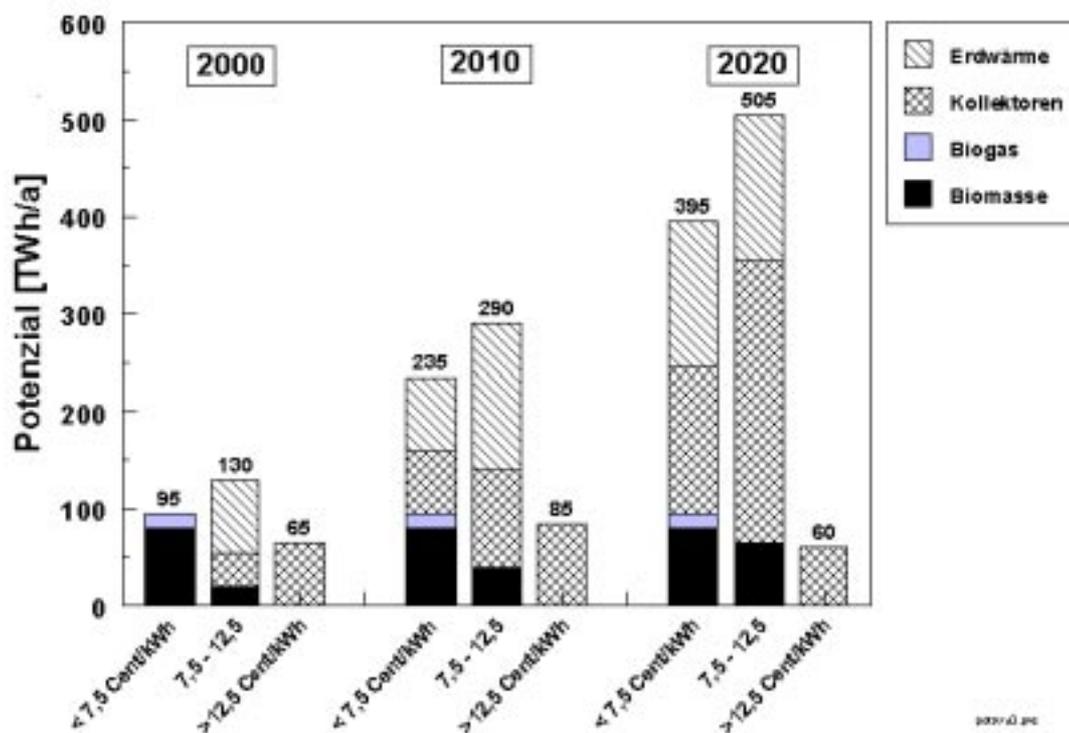


Abbildung 6-12 Kostenstruktur der in den Jahren 2000, 2010 und 2020 verfügbaren erneuerbaren Energien zur Wärmeerzeugung; für 2010 und 2020 sind Kostendegressionen auf der Basis von Lernkurven bei wachsenden Marktvolumina vorausgesetzt

6.3 Ausbau der erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung in den Szenarien Status Quo, Effizienz und Nachhaltigkeit

Um den möglichen Entwicklungsrahmen bis 2050 aufzuspannen wurden in dieser Untersuchung drei Szenariopfade für die Gesamtentwicklung entworfen, in welche auch die Beiträge der erneuerbaren Energien im Wärmebereich einzupassen sind.

Das Szenario **Status Quo** geht von einer „Business as Usual“ Entwicklung aus. Dies bedeutet nicht, dass es keinen Fortschritt im Sinne einer nachhaltigen Energieversorgung gibt. Die bereits beschlossenen Maßnahmen werden ausgeführt. Über das von der Bundesregierung bereits beschlossene Verdopplungsziel für erneuerbare Energien bis 2010 hinaus werden aber keine Vorgaben gemacht.

Auch im **Effizienz**-Szenario werden keine konkreten Klimaschutzvorgaben gemacht. Es wird aber unterstellt, dass erneuerbare Energien stärker zum Einsatz kommen und wenigstens die wirtschaftlichen Potenziale weitgehend realisiert werden.

Nur das **Nachhaltigkeits**-Szenario erfüllt die an eine nachhaltige Entwicklung zu stellenden Bedingungen, insbesondere die Minderung der CO₂-Emissionen um 80% bis 2050. Durch die mit diesem Entwicklungspfad verbundenen Veränderungen kommt es bei

den Verbrauchern zu einem Bewusstseins- und Wertewandel, der vor allem durch das Aufheben von Motivationsblockaden die Umsetzung eigentlich wirtschaftlicher Potenziale im Bereich der rationellen Energienutzung und dem Nahwärmeausbau weiter erleichtern wird.

Aus den Definitionen der drei Zukunftspfade ergibt sich für die erneuerbaren Energien im Wärmemarkt bis 2010 in allen drei Szenarien eine ähnliche Entwicklung, durch welche das vorgegebene Verdopplungsziel erreicht wird. Sie unterscheiden sich aber insofern, als in den anspruchsvolleren Szenarien die Impulse für strukturelle Anpassungen, welche für einen weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien nach 2010 notwendig sind, gegeben werden müssen. Nach 2010 folgt der Ausbau gemäß charakteristischer logistischer Wachstumskurven, bei denen die Potenzialgrenzen und Kostenrelationen berücksichtigt werden.

Im Status-Quo-Szenario wird von den erneuerbaren Energien im wesentlichen nur der kostengünstige Teil des Potenzials der Biomasse erschlossen. Der Beitrag der Solarwärme bleibt weitgehend auf die Erwärmung von Brauchwasser beschränkt und Geothermie spielt praktisch keine Rolle.

Für die Szenarien Effizienz und Nachhaltigkeit setzen sich derzeit die hohen Wachstumsraten für den Kollektormarkt und die Geothermie auch nach 2010 fort. Ab 2020 wird sich die Kostenschere zwischen fossilen Brennstoffen und Wärme aus erneuerbaren Energien deutlich verringern, wodurch die Fortführung einer nachhaltigen Entwicklung begünstigt wird.

Im Nachhaltigkeitsszenario stützt sich nach 2020 der Zuwachs der erneuerbaren Energien nahezu vollständig auf Nahwärmeanlagen. Dies wird nur möglich sein, wenn bereits in der kommenden Dekade die Grundlagen hierfür gelegt werden. Hier gilt es, einen Strukturwandel einzuleiten. Die Herausforderung besteht hier weniger in einem hohen Kapitalbedarf. Es ist vielmehr eine breite Akzeptanz in der deutschen Bevölkerung für gemeinschaftliche Wärmeversorgungen zu schaffen, wie sie in Dänemark schon seit langem gegeben ist. Diesem Strukturwandel ist ein eigenes Kapitel gewidmet (vgl. Kapitel 6.4).

Nach 2020 müssen verstärkt die Entwicklungen in den anderen Teilbereichen der Wärmeversorgung berücksichtigt werden. Im Nachhaltigkeitsszenario wird daher der Beitrag der Wärme aus fossiler Kraft-Wärme-Kopplung zugunsten von erneuerbaren Energien zurückgenommen und zwar über das durch verbesserte Wärmedämmung vorgegebene Maß hinaus. Bis 2050 ist dann der gemeinsame Beitrag von Biomasse, Kollektoren und Geothermie so groß, dass das Potenzial bedarfsseitig bereits weitgehend ausgeschöpft ist. Raumwärme und Warmwasser werden dann bereits zum größten Teil aus erneuerbaren Energien bereitgestellt. Zusätzliche Wärme aus dem noch nicht ausgeschöpften Potenzial der solaren Wärme und der Geothermie müsste dann im Bereich der Prozesswärme genutzt werden. Dies ist technisch problematisch, da hier die Anforderungen an das Temperaturniveau teilweise so hoch sind (z.B. bei Hochöfen), dass sie aus heutiger Sicht kaum erfüllt werden können. Ein noch höherer Anteil erneuerbarer

Energien am Wärmemarkt ist daher nur über den Einstieg in eine solare Wasserstoffwirtschaft möglich (vgl. hierzu auch Kapitel 6.5).

Im Folgenden werden die in den drei Szenarien für die Bereiche Biomasse, Kollektoren und Geothermie getroffenen Annahmen detaillierter dargestellt. Dabei wird zwischen dem naheliegenden Zeitraum bis 2010 und der längerfristigen Entwicklung unterschieden.

Die Mobilisierung der erneuerbaren Energien ist in den letzten Jahren – insbesondere im Strombereich (Windenergie) – gelungen. Auch am Kollektormarkt gab es in den letzten Jahren sehr große Wachstumsraten. Trotzdem sind die erneuerbaren Energien noch deutlich von den für 2010 angestrebten Beiträgen entfernt. Das gilt sowohl für die EU als auch für Deutschland.

Die energiepolitische Zielsetzung der Verdopplung bezieht im Wärmebereich die „traditionelle“ Nutzung des Brennholzes ein. Diese traditionelle Nutzungsart kann teilweise sogar zurückgehen⁴. An den Zuwachs aller anderen, „neuen“ Technologien zur Nutzung von erneuerbaren Energien resultieren daher umso höhere Anforderungen. In Deutschland beträgt der Beitrag dieser „neuen“ Technologien (einschließlich moderner Biomasse- und Biogasnutzung) lediglich ca.1% am Brennstoffeinsatz für Niedertemperaturwärme. Zur Umsetzung des Verdopplungsziel sind jedoch für das Jahr 2010 Anteile um 7% für den Bereich der Niedertemperaturwärme anzustreben. Das Verhältnis weist auf die erforderlichen hohen Zuwächse dieser „neuen“ Technologien hin und zeigt die notwendige Vergrößerung des Marktvolumens an.

Bei der Strukturierung des Verdopplungsziels sind weitere Gesichtspunkte zu beachten. Aus Wirtschaftlichkeitsgründen ist zunächst die vorrangige Mobilisierung der kostengünstigsten Technologien erwünscht. Im Wärmemarkt ist dies vornehmlich die Biomasse-Reststoffnutzung. Im Sinne einer langfristig tragfähigen Strategie müssen jedoch auch ausreichende Märkte für die übrigen derzeit noch teureren, aber mit großem (Kostendegressions- und Mengen-) Potenzial versehene Technologien geschaffen werden, auf die nach 2010 die Wachstumsdynamik übergehen soll, also vor allem der solaren Wärmeerzeugung mittels Kollektoren aber auch der Geothermie. Auch technologisch müssen noch „Barrieren“ überwunden werden. So muss bis 2010 z.B. eine effiziente und kommerziell nutzbare Vergasung von Biomasse für den Betrieb kleinerer BHKW verfügbar sein. Aus der Abwägung dieser Gesichtspunkte und unter Berücksichtigung aktueller sich detailliert mit dem Bereich erneuerbare Energien auseinandersetzen Szenarienanalysen für Deutschland (BMU 2000; TAB 2000; HGF 2001) ergibt sich für die Beiträge der erneuerbaren Energien, die sich am Verdopplungsziel orientieren, in der **wichtigen Phase bis 2010** im Wärmemarkt folgende Entwicklung:

- Die feste **Biomasse** kann bis zum Jahr 2010 den größten Einzelbeitrag zum Zubauziel leisten. Insbesondere ihr Einsatz in der Nahwärmeversorgung und in der Kraft-Wärme-Kopplung sollte, aufbauend auf den derzeitigen Ansätzen (vgl. u.a. Holzenergie 2000),

⁴ was im Falle der großen Anzahl veralteter Holzeinzelheizungen aus Emissionsgründen durchaus erwünscht ist, falls sie durch moderne Holzzentralheizungen oder Holz-Nahwärmanlagen ersetzt werden.

deutlich verstärkt werden, während es beim Zubau an Zentralheizungen für Einzelgebäude auch darum geht, bestehende ältere Holzeinzelheizungen nicht an Heizöl oder Gas zu verlieren. Auch eine Zufeuerung von Biomasse in bestehenden (Heiz) -kraftwerken wird in diesem Szenario unterstellt. Die Wärmeerzeugung erhöht sich so bis zum Jahr 2010 auf 195 PJ/a, davon gut ein Sechstel aus KWK-Anlagen. Auch die Vergärung organischer Reststoffe (**Biogas**) wird deutlich gesteigert. Die Biogasnutzung im landwirtschaftlichen Bereich steigt auf das 15-fache. Klärgas wird nur zur Stromerzeugung eingesetzt. Da das Gas weitgehend in BHKW eingesetzt wird, resultiert daraus ein Zuwachs der entsprechenden KWK - Leistung bis 2010 um 240 MW_{el}. Die Stromproduktion wächst auf insgesamt 2,3 TWh/a, die Nutzwärmeproduktion auf 8 PJ/a. Das Potenzial aller festen und gasförmigen Reststoffe ist im Jahr 2010 zu 40% ausgenutzt.

- **Kollektoren** liefern derzeit noch geringe Beiträge zur Wärmeversorgung. Entsprechend den einleitenden Prämissen müssen sie jedoch in einen sehr dynamischen Wachstumsmarkt hineinwachsen, wenn ihre Beiträge in absehbarer Zeit einen substantiellen Anteil an der Wärmeversorgung erreichen sollen. Als Zielgröße wird daher von einem deutlich steigenden Marktvolumen von derzeit rund 900 000 m²/a (Jahr 2001) auf rund 2 220 000 m²/a im Jahr 2010 ausgegangen. Zunächst werden vorwiegend noch kleinere Anlagen zur Warmwasserbereitung errichtet, Großanlagen wachsen jedoch relativ stärker und erreichen im Jahr 2010 einen Marktanteil von 10%. Die insgesamt bis 2010 kumulierte Kollektorfläche beläuft sich auf 16,5 Mio. m². Damit können rund 23 PJ/a fossile Brennstoffe ersetzt werden, das Fünffache des heutigen Wertes. Die mit einer derartigen Marktausweitung und dem Einstieg in die Errichtung von Großanlagen erreichbaren Kostensenkungen (vgl. Abschnitt (Abbildung 6-13) sind eine Voraussetzung dafür, dass die relativ großen Potenziale dieser Technologie in den darauffolgenden Jahrzehnten kostengünstig ausgeschöpft werden können. Im Jahr 2010 ist das technische Potenzial erst zu 1,5% erschlossen.
- Für die **Erdwärmenutzung** gelten ähnliche Randbedingungen. Auch hier sollte bis 2010 ein substantieller Markt entstehen, wobei hier wärmeseitig ausschließlich Nahwärmeversorgungen infrage kommen. Mit einer installierten Leistung von 570 MW_{th} (entsprechend einer Anlagenzahl von ca. 80) wächst die bereitgestellte Nutzwärmemenge auf 4,5 PJ/a bis 2010 in eine merkliche Größe, nutzt damit aber erst weniger als 1% ihres technischen Potenzials. Angesichts des attraktiven Potenzials zur Stromerzeugung aus Erdwärme, wird angenommen dass ab 2008 erste Anlagen (ORC oder HDR) kommerziell einsatzbereit sind, die aber bis 2010 noch keinen merklichen Anteil am Strommarkt erreichen können.

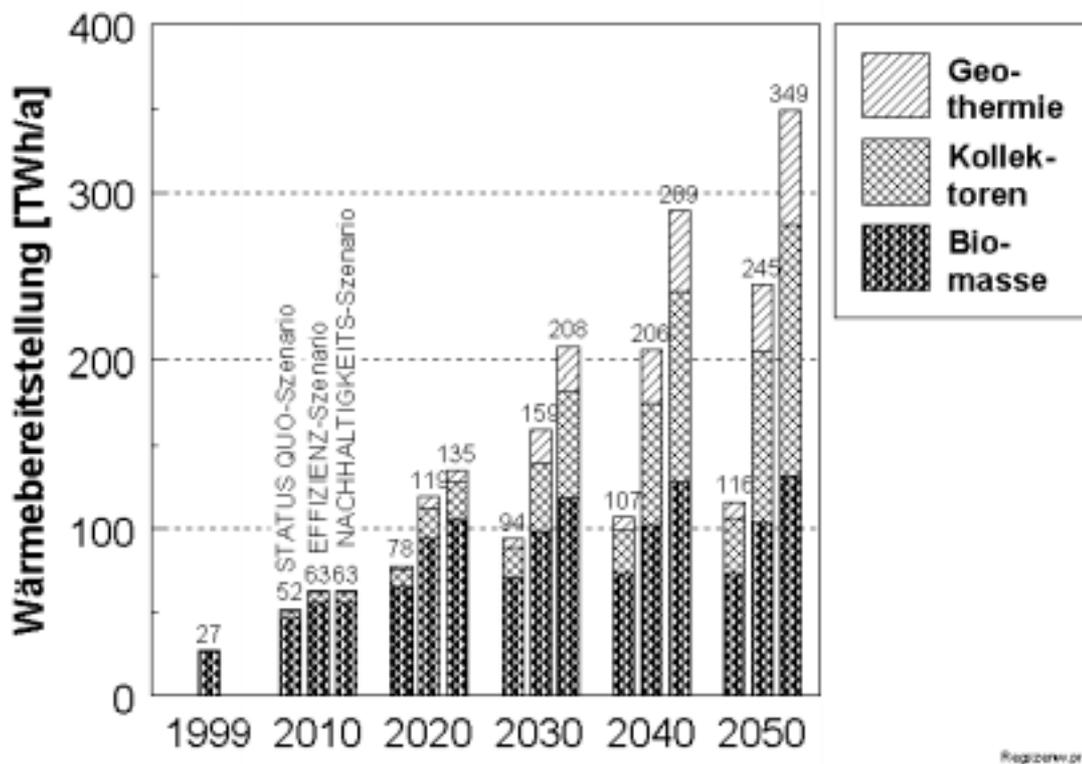


Abbildung 6-13: Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien in den Szenarien **Status Quo** (linke Balken), **Effizienz** und **Nachhaltigkeit** (rechte Balken) bis zum Jahr 2050

Werden die Zielwerte bis zum Jahr 2010 erreicht, kann – in Analogie zur bereits vorhandenen Eigendynamik des deutschen bzw. weltweiten Windenergiemarktes, die sich innerhalb eines Jahrzehnts herausgebildet hat - von einer Fortsetzung der bis dahin eingeleiteten Wachstumsdynamik und einer entsprechenden Ausweitung der Marktvolumina ausgegangen werden. Das Ergebnis ist in Abbildung 6-13 dargestellt. Modelliert wird dieser Zuwachs unter der Annahme logistischer Wachstumsfunktionen mit einer Sättigung je weiter man in die Nähe der jeweiligen technischen Potenziale kommt. In Anlehnung an entsprechende Ausarbeitungen (TAB 2000; HGF 2001) wird der unter dieser Randbedingung erreichbare Beitrag erneuerbarer Energien bis zur Mitte des nächsten Jahrhunderts abgeschätzt. Dieser Zubau ist selbstverständlich in ein entsprechendes Gesamtscenario eingebettet, in welchem die Elemente: Rationellere Energienutzung (vgl. Kapitel 4), rationellere Energiewandlung (Ausbau der Kraft-Wärme (Kälte-) Kopplung; vgl. Kapitel 5) und Nutzung von erneuerbaren Energien in einem zeitlich und mengenmäßig aufeinander abgestimmten Verhältnis stehen.

Der Ausbau von erneuerbaren Energien kann sich danach nach der „Einstiegsphase“ bis 2010 noch beschleunigen (Abbildung 6-13, rechte Balken). Dies wirkt sich besonders im Bereich der Biomasse aus, wo sich im Nachhaltigkeitsszenario bis 2020 die genutzte Wärmemenge gegenüber 2010 nochmals nahezu verdoppelt. Jährlich gut 100 TWh Wärme werden dann aus festen und gasförmigen Biobrennstoffen bereitgestellt. Davon etwa ein

Drittel aus KWK-Anlagen. Damit ist der kostengünstige Teil des Potenzials der Biomasse ausgeschöpft. Bis 2050 ergibt sich nur noch eine weitere Steigerung um 25%. Dabei kommen dann auch zunehmend innovative Technologien wie Brennstoffzellen zum Einsatz (vgl. Wendeszene „Die Kombination macht es, intelligente Wärmeversorgung im Verbund“). Der jährliche Kollektormarkt kann dagegen über einen längeren Zeitraum hohe Wachstumsraten verzeichnen. Zwischen 2010 und 2020 wächst er mit einer mittleren Rate von 15%. Danach schwächt sich der Zuwachs etwas ab. Maximal werden jährlich 9 Mio.m² Kollektorfläche neu installiert (einschl. Ersatz)⁵. In 2050 wird aus Kollektoren eine Wärmemenge von 150 TWh/a bereitgestellt, also mehr als aus Biomasse⁶. Das Potenzial ist auch dann erst zu einem Drittel ausgeschöpft. Der Beitrag der Geothermie steigt noch etwas rascher als der der Kollektoren an, woraus bis 2050 ein Beitrag von 70 TWh zur Wärmeversorgung resultiert.

Im Gegensatz zum zielorientierten Szenario **Nachhaltigkeit** beschreibt das Szenario **Status Quo** die Weiterentwicklung der erneuerbaren Energien bei Beibehaltung des jetzigen Standes des energiepolitischen Engagement, was auch die weiter moderate Förderung und Marktausweitung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt einschließt. Die derzeitig sichtbare relativ dynamische Entwicklung bleibt deshalb auf absehbare Zeit noch erhalten, so dass sich bis 2010 keine markanten Unterschiede zu den anspruchsvolleren Szenarien ergeben. Weitere und verstärkte Wachstumsimpulse bleiben danach jedoch aus. Die Wärmeerzeugung aus Biomasse nimmt daher zwischen 2010 und 2050 nur noch um 50% zu, das meiste davon in den ersten 10 Jahren. Der Kollektormarkt stagniert in diesem Zeitraum nahezu. Der Nettozubau an Kollektoren (d.h. nach Abzug des Ersatzes für Altanlagen) liegt konstant bei etwa 1,9 Mio. m²/a, was nur dem Doppelten des bereit im Jahr 2001 erreichten entspricht. Geothermie bleibt im Status Quo-Szenario bis 2050 bedeutungslos.

Im Szenario Effizienz werden die marktnäheren Technologien der erneuerbaren Energien dagegen deutlich intensiver ausgeschöpft. Hier wird angenommen, dass sich diese nach einem Jahrzehnt des Wachstums im Rahmen des bestehenden Förderinstrumentariums weitgehend am Markt behaupten können. Für die anderen erneuerbaren Energien werden zwar auch verstärkte Anstrengungen zur Marktmobilisierung unternommen. Jedoch erfolgt auch wegen des fehlenden Durchbruchs der Förderaktivitäten im europäischen Rahmen, das Wachstum nur in „gebremstem“ Zustand. Auch spielen die klimapolitischen Zielsetzungen eine eher nachgeordnete Rolle. Dies begünstigt zunächst die Biomasse gegenüber den anderen Technologien zur Bereitstellung von Wärme aus erneuerbaren Energien. Nachdem aber ab 2020 die billigen Sortimente des BiomassePotenzials ausgeschöpft sind, werden auch die übrigen erneuerbaren Energien stärker berücksichtigt. Bis 2050 wird in diesem Szenario gut ein Drittel des Energiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser aus erneuerbaren Energien bereitgestellt.

⁵ Zum Vergleich: In Deutschland werden jährlich etwa 30 Mio.m² Fenster neu verglast. Meist mit Doppelscheiben.

⁶ Nach 2020 wird in zunehmendem Maße Ackerfläche für die weitere Ausschöpfung des BiomassePotenzials genutzt. Kollektoren benötigen für den gleichen energetischen Ertrag nur etwa 1/30 der Landfläche. Es kann daher ab diesem Zeitpunkt damit gerechnet werden, dass auch die bereits heute in Skandinavien realisierten kostengünstigen Möglichkeiten einer ebenerdigen Kollektoraufstellung auch in Deutschland nicht ungenutzt bleiben.

Wendeszene „Die Kombination macht es, intelligente Wärmeversorgung im Verbund“

Brennstoffzellen haben Herrn Müller schon seit seiner Schulzeit fasziniert. Lautlos erzeugen sie Strom und das mit Wirkungsgraden, wie sie sonst nur bei Großkraftwerken erreicht werden. Morgen wird ein Prototyp aus der neuesten Entwicklung bei ihm angeliefert werden und im Laufe der nächsten Woche in die Stromversorgung und Heizungsanlage seines Hauses integriert werden. Für die Anschaffung war entscheidend, dass die neue Zelle nicht wie schon lange üblich mit Erdgas sondern mit Holz betrieben werden kann. Neu ist nicht nur die Brennstoffzelle selbst, sondern auch das Zubehör, nämlich der Holzvergaser. Auch derartige Vergasungsanlagen gibt es schon lange, sie waren aber viel zu groß für das Anwesen der Müllers. Erst jüngste Entwicklungen, zwanzig Jahre nach der Erprobung erster teerfreier Großvergaser, haben die Voraussetzungen dafür geschaffen, auch in kleinen Holzvergasern ein weitgehend teerfreies und wasserstoffreiches Gas zu erzeugen, welches als Brennstoff für die Brennstoffzellen geeignet ist. Die jetzt kurzfristig immer noch auftretenden Verunreinigungen des Gases verkürzen die Lebensdauer des neuen Brennstoffzellenprototyps nur noch unwesentlich.

Im Winter soll die Brennstoffzelle im Dauerbetrieb laufen und dabei Strom und Wärme erzeugen. Wenn an kalten Tagen besonders viel Wärme benötigt wird, kann ein kleiner Gasbrenner, welcher ebenfalls aus dem Holzvergaser gespeist wird, zusätzliche Wärme bereitstellen.

Obwohl Herr Müller volles Vertrauen in den technischen Fortschritt setzt, wird er sich zunächst doch noch nicht von seiner guten alten Hackschnitzelheizung trennen. Sie macht zwar etwas Arbeit, aber billiger als mit dieser Anlage ist das Haus kaum zu beheizen. Wenn Brennstoffzelle und Holzvergaser zuverlässig funktionieren, wird die alte Anlage aber doch demontiert werden und auch der Lagerschuppen für die Hackschnitzel, welcher die Aussicht aus dem Ostfenster behindert, wird abgerissen werden. Die neue Anlage muss mit Holzpellets betrieben werden, um eine gleichmäßige Gasqualität garantieren zu können. Für die energiereichen Pellets reicht schon der im Keller vorhandenen Lagerraum für einen Jahresvorrat aus.

Der Sonnenkollektor auf dem Dach wird weiter bestehen bleiben und auch weiterhin im Sommer das Duschwasser kostenlos erwärmen, obwohl diese Aufgabe auch von der Brennstoffzelle mit übernommen werden könnte. Angeschafft wurde die Kollektoranlage in der Vergangenheit hauptsächlich, um die Holzfeuerung im Sommer für einige Monate abschalten zu können. Die notwendigen Reinigungsarbeiten konnten in dieser Zeit in aller Ruhe durchgeführt werden und außerdem war es gerade in der heißen trockenen Urlaubszeit doch eine Beruhigung, wenn keinerlei Feuer im Haus brannte. Desweiteren ergaben sich vor Installation der Solaranlage in den Sommermonaten vermehrt Probleme, da der Hackschnitzelkessel mit der geringst möglichen Leistung gefahren oder zwischendurch mangels Wärmeabnahme ganz abgeschaltet und danach neu gestartet

werden musste. Diese Perioden wurden immer länger, da Müller nach und nach seinen Altbau rundum mit einer hervorragenden Wärmedämmung versehen hat. Auch sein Jahresverbrauch an Hackschnitzeln hat sich in den letzten Jahren nahezu halbiert. Es kommt ihm daher besonders gelegen, dass die neue Brennstoffzelle viel Strom und nur wenig Abwärme erzeugt.

Drei Kilometer ist es bis in die nächste Ortschaft. Auch dort wird mit Holz und Sonnenwärme geheizt. Dort dürfen billigere Hackschnitzel mit einem größeren Anteil an Rinde eingesetzt werden, welche für Müllers Anlage nicht zugelassen sind. Für seine kleine Anlage lohnt die sonst notwendige Installation einer Rauchgasreinigungsanlage nicht. Auch die große Solaranlage auf dem Dach des dörflichen Heizkraftwerks liefert billigere Wärme. Dafür sind aber zusätzliche Kosten für die Weiterleitung der Wärme durch Nahwärmeleitungen an die Gebäude des Ortes und für die Abrechnung mit den Kunden notwendig. Die Dörfler mussten daher in der Vergangenheit mehr für ihre Wärme zahlen – jedenfalls solange Müller seine eigene Arbeitszeit für die Betreuung seiner Anlage und die Aufwendungen für das Hackschnitzellager nicht berücksichtigt. Auch im Heizkraftwerk wird Strom erzeugt. Aber nicht mit einer Brennstoffzelle, sondern mit einem Motor-BHKW, welches mit Holzgas betrieben wird. Der zugehörige Holzvergaser ist allerdings mehr als 100 mal größer als der zukünftige von Herrn Müller. Diese Technik mit ihrer hohen Stromausbeute funktioniert schon seit etwa 2010 zuverlässig und preiswert.

Viele Ortschaften werden inzwischen auf diese Weise beheizt. Holz gibt es daher nicht mehr im Überfluss und auch nicht mehr ganz so billig wie vor 20 Jahren. Am Rande der Waldwege gibt es keine unverkäuflichen alten Holzstapel mehr, welche langsam verrotten. Nach Durchforstungsmaßnahmen sieht es im Wald aufgeräumter aus, weil nicht mehr so viele Äste wie früher einfach liegen gelassen werden. Auch ist der Wald jünger geworden, da der jährliche Zuwachs auch eingeschlagen wird, anders wie zu Beginn des Jahrhunderts, als mangels Kaufinteressenten die im Wald stehenden Holzvorräte immer weiter zunahmen. Bahntransporte von Altholz zur Spanplattenindustrie in Italien gibt es auch nicht mehr, seitdem Holz auch als Brennstoff stärker gefragt ist. Dies hat auch zur Folge, dass weniger Spanplatten produziert und statt dessen, gemäß dem ohnehin vorhandenen Trend, mehr langlebige Möbel aus Massivholz verkauft werden. Der Import von Baumstämmen und Papier aus denjenigen Nachbarländern, welche dichter bewaldet und dünner besiedelt sind, ist dafür angestiegen.

In den dichter besiedelten Teilen Deutschlands ist in den letzten Jahren die Anzahl der Ortschaften gestiegen, welche mit solarer Nahwärme versorgt werden. Mancherorts sind alle nach Süden orientierten Dachflächen einheitlich mit Kollektoren belegt. Die Dachfenster sind so in die Fläche integriert, dass sie nur noch auffallen, wenn sie geöffnet sind. Auch an den Straßenrändern stehen häufig Kollektoren und schützen die dahinter liegenden Siedlungen vor dem Verkehrslärm. Stellenweise werden diese ebenerdig installierten Kollektorfelder weiter ausgedehnt, als dies für den Lärmschutz erforderlich wäre, insbesondere dort, wo für die Kollektoren keine geeigneten Dachflächen für eine kostengünstige Installation vorhanden waren: Bei den solaren Nahwärmanlagen wird der

größte Teil der im Sommer erzeugten Wärme zunächst in einen großen saisonalen Speicher eingespeist und erst im Winter wieder entnommen und an die an das Nahwärmenetz angeschlossenen Gebäude weitergeleitet. 20% des Wärmebedarfs wird aber auch hier noch aus Holz bereitgestellt, um auch an den kältesten Wintertagen kräftig einheizen zu können. Trotz des in den letzten 20 Jahren langsam gestiegenen Holzpreises ist bei diesen Anlagen der Wärmepreis immer noch vergleichsweise hoch. Dafür haben aber die angeschlossenen Bürger die Sicherheit, dass ihnen Energiekrisen und auch Störungen auf dem Holzmarkt kaum noch etwas anhaben können. In geologisch günstigen Gebieten werden auch bereits einige Kleinstädte komplett mit Wärme aus heißen, tief unterirdisch liegenden wasserführenden Schichten mit Wärme versorgt.

Auch Familie Müller wird durch ihre neue Brennstoffzelle zusätzliche Versorgungssicherheit gewinnen. Diese neue Kraft-Wärme-Kopplungsanlage im Keller ihres Hauses wird den größten Teil des Strombedarfs decken können und während der Heizsaison noch zusätzlich Strom ins Netz zurückspeisen. Falls der Netzbetreiber dringend Strom benötigt, so kann auch im Sommer für eine begrenzte Zeit Strom eingespeist werden. Natürlich nur dann, wenn der vom Stromversorger angebotene Vergütungssatz, welcher stets online über die Stromleitung an die Steuerelektronik der Brennstoffzelle gemeldet wird, hoch genug ist. Trotzdem, wenn die Stromleitung zum Dorf nicht schon vorhanden wäre, würde jetzt keine neue mehr gebaut. Diese Unabhängigkeit hat ihren eigenen Reiz und noch weitere Vorteile: Die Frühjahrsstürme sind in den letzten Jahrzehnten häufiger und heftiger geworden. Einmal wurde bereits die Stromleitung zu Müllers Haus heruntergerissen. Zwei Tage hat es gedauert, bis endlich ihre Leitung mit den Reparaturarbeiten an der Reihe war. In Zukunft werden Müllers nicht mehr um den Inhalt ihrer Gefriertruhe fürchten müssen, wenn wieder ein Sturm angekündigt ist.

Der in den Szenarien unterstellte Zubau von erneuerbaren Energien bewirkt eine Investitionstätigkeit in sehr unterschiedlichem Ausmaß. Im Jahr 2000 wurden in Deutschland rund 2,0 Mrd. Euro in die Bereiche Biomasse, Solarkollektoren und Geothermie investiert. Davon allein 1,2 Mrd. Euro in Kleinstfeuerungen (Kaminöfen...) und 0,5 Mrd. Euro in thermische Solaranlagen (Jahrbuch 2001). In den nachfolgenden Angaben sind die Anschaffungskosten für die Kleinstfeuerungen nicht enthalten, da diese „Zieröfen“ i.a. mehr der Gemütlichkeit als der Wärmebereitstellung dienen und davon ausgegangen werden kann, dass ihre Rolle zugunsten von Holzzentralheizungen (oder Nahwärme) zurückgehen wird. Die Investitionskosten der Biogasanlagen werden der Stromseite zugerechnet und werden daher im Folgenden ebenfalls nicht berücksichtigt.

Im Status Quo-Szenario steigt das Investitionsvolumen bis 2030 auf etwa das Doppelte des heutigen Wertes (Tabelle 6-15). Danach macht sich dann bereits der Ersatzbedarf für die zwischen 2000 und 2010 installierten Anlagen bemerkbar. Im Szenario Nachhaltigkeit beträgt das Investitionsvolumen dagegen bereits im Jahr 2010 1,9 Mrd. Euro/a – davon 0,5 Mrd. Euro für anteilige Kosten an den benötigten Nahwärmenetzen – und steigt danach stetig bis auf über 12 Mrd. Euro/a im Jahr 2050. Im Jahresdurchschnitt des Zeitabschnitts 2010 bis 2050 werden 4,6 Mrd. Euro/a in Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien investiert, weitere 1,5 Mrd. Euro/a in Nahwärme.

Tabelle 6-15: Jährliche Investitionen des Ausbaus erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (ohne KWK-Anlagen), [Mrd.Euro/a]

	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Status Quo, gesamt	0,7	1,0	1,1	1,3	2,0	2,3
Anteil erneuerbare Energien		75%	68%	80%	71%	75%
Anteil Nahwärme		25%	32%	20%	39%	25%
Effizienz, gesamt	0,7	1,9	3,9	5,0	7,0	8,3
Anteil erneuerbare Energien		72%	62%	58%	62%	62%
Anteil Nahwärme		28%	38%	42%	38%	38%
Nachhaltigkeit, gesamt	0,7	1,9	5,1	7,4	10,5	12,6
Anteil erneuerbare Energien		72%	66%	62%	63%	63%
Anteil Nahwärme		28%	34%	38%	37%	37%

Schlüsselt man die Investitionen nach Technologien auf (Abbildung 6-14), so zeigt sich eine Dominanz der Solarkollektoren. Diese sind von der gleichen Größenordnung wie die anteiligen Investitionskosten in die Nahwärmenetze (einschließlich der Hausstationen), welche für den Einsatz von Biomasse und Solarkollektoren eine immer größere Bedeutung gewinnen und für die Geothermie nahezu unverzichtbar sind. Die Geothermie befindet sich erst in der Einführungsphase und kommt bis 2010 auf insgesamt 0,6 Mrd. Euro. Die im Wärmemarkt zu tätigen Investitionen belaufen sich im Szenario **Nachhaltigkeit** kumuliert bis 2010 auf 19 Mrd. Euro.

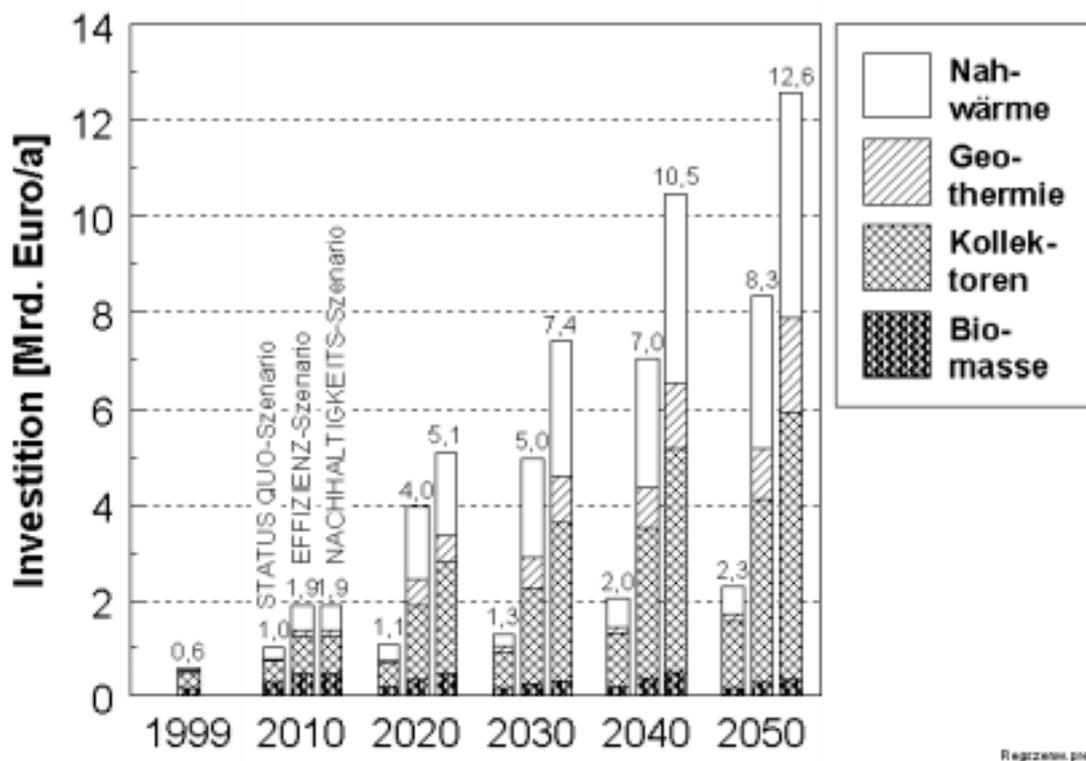


Abbildung 6-14 Jährliche Investitionsvolumina für erneuerbaren Energien und anteiliger Nahwärmenetze in den drei Szenarien bis 2050

6.4 Nahwärme – ein unverzichtbares Strukturelement

Nah- und Fernwärme sind unverzichtbare Strukturelemente einer nachhaltigen Wärmeversorgung. Ohne sie ist ein großer Teil des Potenzials erneuerbarer Energien und der KWK entweder überhaupt nicht erschließbar oder nur zu wesentlich höheren Kosten. Die Vorteile von Nah- und Fernwärme sollen zunächst noch einmal in Erinnerung gerufen werden. In erster Linie ermöglichen sie das Ausschöpfen von scale up Effekten, eine höhere Flexibilität und Zukunftsoffenheit (z.B. hinsichtlich der Brennstoffwahl) als bei Einzelsystemen und erlauben eine Professionalisierung von Betrieb und Wartung.

a) Skaleneffekte erschließen

Ein sinnvoller Einsatz folgender Techniken wird erst möglich, wenn durch den Wärmeverbund eine Mindestgröße der Nachfrage erreicht wird:

- Verbrennung von halmgutartiger Biomasse, wie z.B. Stroh
- Vergasung von Biomasse mit anschließender Kraft-Wärme-Kopplung

- Kraft-Wärme-Kopplung bei Verbrennung fester Biomasse (z.B. Holzhackschnitzel)
- Langzeitwärmespeicher für solare Nahwärmesysteme oder zur Pufferung sommerlicher Überschusswärme bei KWK auf Biomassebasis
- Nutzung von Tiefengeothermie

Techniken, die auch in kleinem Maßstab verfügbar sind, weisen aufgrund der in einer Heizzentrale installierten größeren Leistungseinheiten, deutliche ökonomische Vorteile auf:

- Fermentation von Biomasse (Biogaserzeugung)
- Blockheizkraftwerke für flüssige und gasförmige Brennstoffe aus Biomasse (gilt auch für Erdgas-BHKW)
- Verbrennung von Holz (billige Rindenhackschnitzel anstelle von teuren Pellets)

Die Verbrennung nachwachsender Biomasse ist einerseits CO₂-neutral, andererseits dürfen jedoch die gleichzeitig entstehenden Luftschadstoffe nicht unberücksichtigt bleiben. Schadstoffminderungsmaßnahmen mit Hilfe optimierter Anlagenregelung bzw. end-of-pipe Technologien (Katalysatoren, Filter, etc.), sind erst bei großen Einheiten realisierbar bzw. bezahlbar. Darunter fallen vor allem:

- die direkte Verbrennung von fester Biomasse (Stroh, Holz)
- der Einsatz von Brennstoffen aus Biomasse in Blockheizkraftwerken

b) Zukunft flexibel und offener gestalten

Ist ein Nahwärmesystem erst einmal aufgebaut, bietet es im Vergleich zur Wärmeversorgung im Einzelhaus eine große Flexibilität und Zukunftsoffenheit hinsichtlich der Wahl der Energieträger und der eingesetzten Nutzungstechniken. So ist z.B. die Erweiterung eines Systems mit reiner Wärmeerzeugung zur Kraft-Wärme-Kopplung, oder die Einbindung der thermischen Solarenergienutzung (einschließlich der erforderlichen Kurzzeit- oder saisonalen Wärmespeicherung) ohne Eingriffe in das Haus des Wärmekunden möglich und beschränkt sich auf den Umbau einer einzigen Heizzentrale.

c) Professioneller und einfacher Verbund

Die Zusammenfassung der Anlagentechnik in der Heizzentrale eines Nahwärmesystems, bietet sehr gute Voraussetzungen für professionelle Betriebsführung, Wartung und Instandhaltung der Anlagen. Dies ist vor allem im Hinblick auf die zunehmende technische Vielfalt der Anlagen und Komponenten bei der Nutzung erneuerbarer Energien und bei Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung ein nicht zu unterschätzender Vorteil. Einen Überblick über den Aufbau eines Nahwärmesystem gibt Abbildung 6-15.

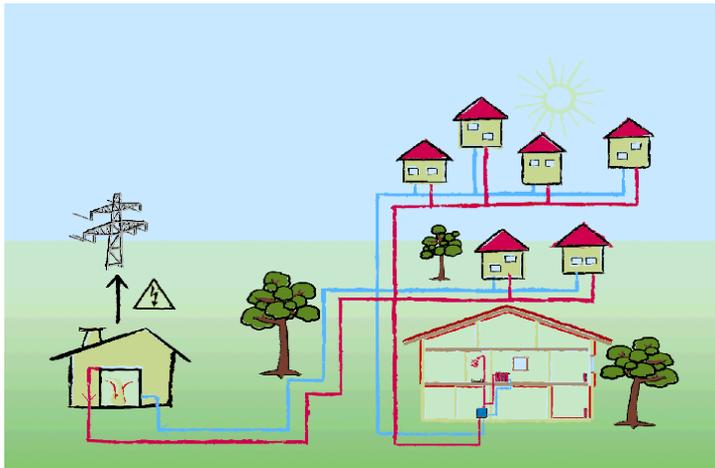


Abbildung 6-15 Prinzipieller Aufbau eines Nahwärmesystems

6.4.1 Szenarien für Nahwärme aus erneuerbaren Energien und KWK

Im Jahr 1999 liegt der Anteil der Fernwärme am gesamten Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser bei 8,8% (310 PJ⁷) (VDEW 2000). Nur ein geringer Teil davon wird mit erneuerbaren Energien dargestellt. Da vorwiegend große Gebäude mit geringem spezifischen Raumwärmebedarf an die Fernwärme angeschlossen sind und außerdem die Umwandlungsverluste von Endenergie in Nutzwärme geringer sind als bei Öl- oder Gasheizungen, liegt der Anteil der mit Fernwärme beheizten Flächen deutlich höher. Das Statistische Bundesamt ermittelte für 1998, dass 13,1% aller bewohnten Wohneinheiten mit Fernwärme beheizt werden (Mikrozensus 1998)⁸. Daten zu Nichtwohngebäuden liegen nicht vor.

Die Versorgung mit Fern- oder Nahwärme nahm in den letzten Jahren nur noch langsam zu. Die Trassenlänge (insgesamt ca. 20 000 km, ohne Hausanschlüsse) wuchs jährlich um ca. 2%, der Anschlusswert um 1%. Ohne gezielte Eingriffe wird eine vergleichbare Entwicklung auch für die Zukunft erwartet. Der Absatz an Fernwärme dürfte unter Trendbedingungen nur in geringem Maße ansteigen. Während weitere Anschlussverdichtungen positiv auf den Fernwärmeabsatz wirken, macht sich eine stetig verbesserte Wärmedämmung der versorgten Objekte reduzierend bemerkbar. Im Szenario Status Quo wird mit einer Fortsetzung dieses Trends gerechnet. Bis 2050 nimmt die Wärmebereitstellung aus Nah- und Fernwärmenetzen nur noch um 10% zu. Da gleichzeitig auch unter Trendbedingungen der Wärmebedarf deutlich abnehmen wird (siehe Kapitel 6-1), wird dennoch der Anteil der leitungsgebundenen Wärmeversorgung am Wärmemarkt deutlich zunehmen. Erneuerbare Energien werden dabei nur eine geringe Rolle spielen.

⁷ Weitere 32 PJ Fernwärme werden für Prozesswärme genutzt.

⁸ Wie ein Vergleich mit früheren statistischen Erhebungen zeigt (Wohnungsstichprobe 1993, Volkszählung 1987), dürften in dieser Zahl bereits die aus Blockheizungen beheizten Wohnungen enthalten sein.

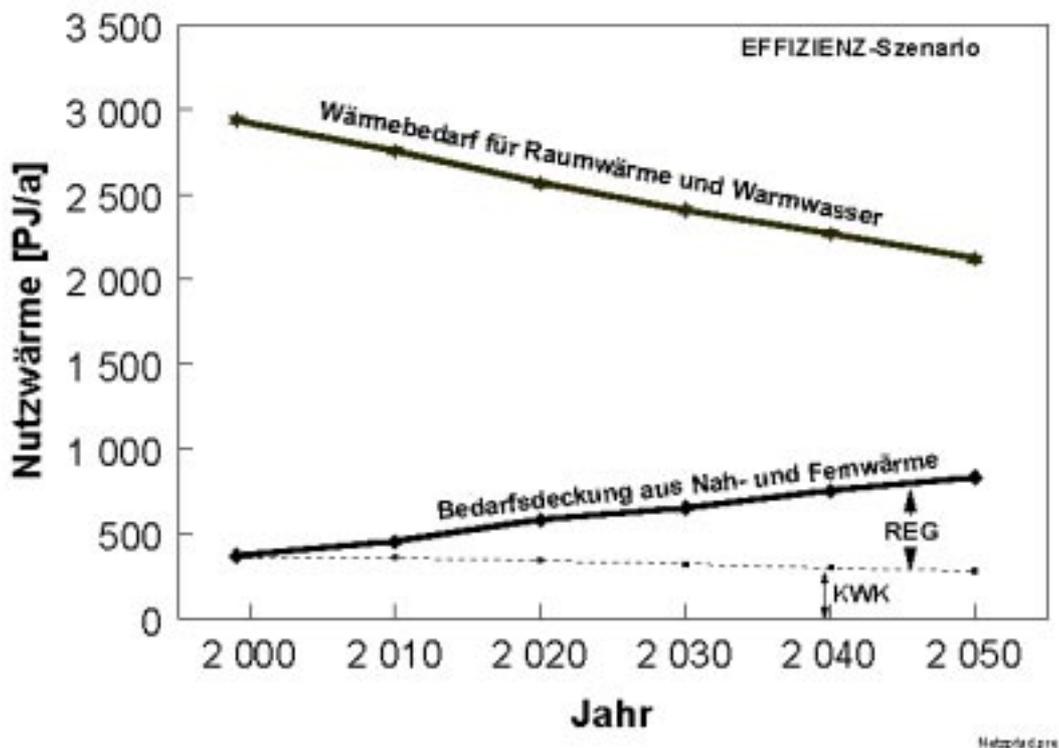


Abbildung 6-16: Wärmebereitstellung durch Fern- und Nahwärme aus erneuerbaren Energien (REG) und Kraft-Wärme-Kopplung einschließlich Spitzenkessel (KWK) im Szenario Effizienz im Vergleich zum Bedarf an Raumwärme und Warmwasser.

Abbildungen 6-16 und 6-17 zeigen den Verlauf des Ausbaus von Nah- und Fernwärme in den beiden Szenarien Effizienz und Nachhaltigkeit. Bei der Erstellung der Szenarien wurde davon ausgegangen, dass sich in dem Bereich der heute bereits vorhandenen großen Fernwärmenetze keine nennenswerte Beschleunigung des Ausbaus erreichen lässt. Die Verdichtung in den bereits erschlossenen Gebieten reicht nur aus, um den Rückgang der Wärmenachfrage wenigstens bis 2010 auszugleichen.

Der absolute Beitrag von Nah- und Fernwärme aus KWK (einschl. zugehöriger Spitzenkessel) nimmt in den Szenarien bis 2050 zwar deutlich ab, jedoch relativ zum noch rascher sinkenden Wärmebedarf nimmt der Anteil der KWK sogar zu.

Für Nahwärme aus erneuerbaren Energien sind die Unterschiede zwischen den Szenarien sehr groß. Für das Nachhaltigkeitsszenario ist der absolute Beitrag der Nahwärme aus erneuerbaren Energien doppelt so groß wie der gesamte heutige Verbrauch von Fern- und Nahwärme. In Verbindung mit einem um 42% abnehmenden Wärmebedarf ergeben sich sehr hohe Anteile am Wärmemarkt. Unter Berücksichtigung, dass ungefähr 9% des in Abbildung 6-17 dargestellten Fernwärmeaufkommens für Prozesswärme genutzt werden, werden im Jahr 2050 57% des Bedarfs an Raumwärme und Warmwasser durch Nah- oder Fernwärme gedeckt. Für des Effizienzzenario liegt der Anteil immer noch bei 36%.

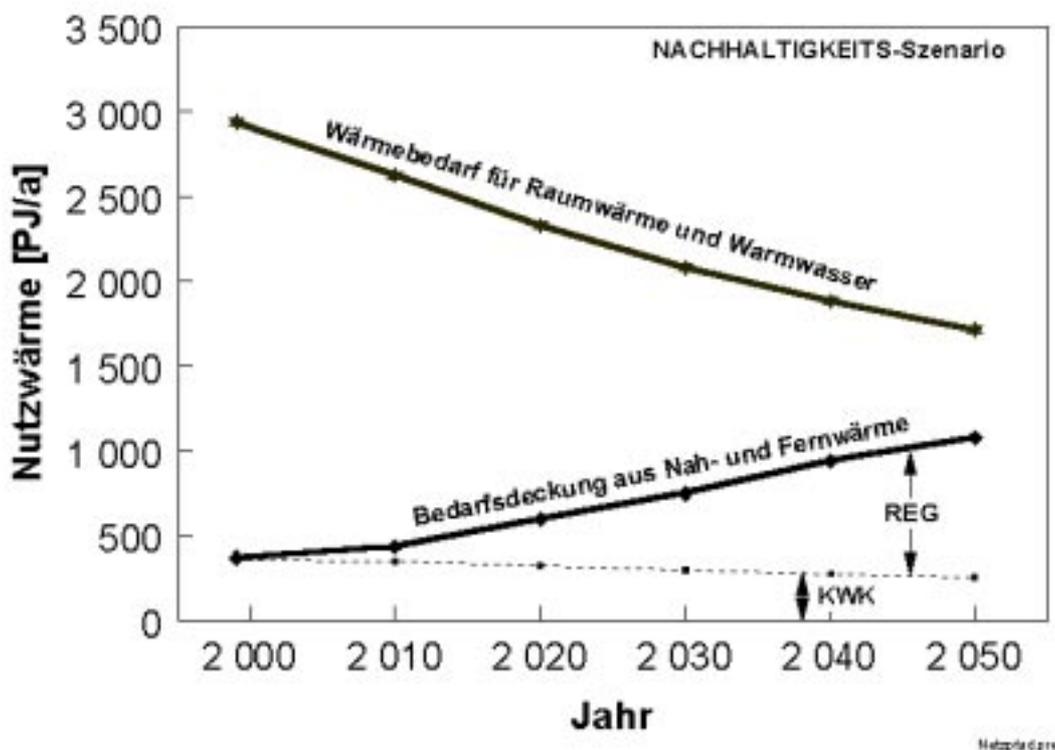


Abbildung 6-17 Wärmebereitstellung durch Fern- und Nahwärme aus erneuerbaren Energien (REG) und Kraft-Wärme-Kopplung einschließlich Spitzenkessel (KWK) im Szenario NACHHALTIGKEIT im Vergleich zum Bedarf an Raumwärme und Warmwasser.

Derart hohe Anteil der Fern- und Nahwärme sind möglich, wie das Beispiel Dänemark zeigt, wo 58% aller Wohnungen auf diese Weise beheizt werden (Lauersen 2001). Dass dies dort mit einer klimaschonenden Bereitstellung von Wärme aus erneuerbaren Energien oder KWK einhergeht, zeigt Abbildung 6-18 80% der dänischen Fernwärme stammen aus KWK-Anlagen, 37% aus erneuerbaren Energien⁹. Für Deutschland bedeutet ein Anteil von über 50% für Fern- und Nahwärme allerdings einen radikalen Bruch mit den gewohnten Traditionen. Im Folgenden werden daher die Voraussetzungen und Konsequenzen eines verstärkten Ausbaus von Nahwärme eingehender diskutiert.

⁹ Die Summe ist größer 100%, da ein Teil der KWK-Anlagen mit Holz, Stroh oder Müll, welcher in Dänemark zu den erneuerbaren Energien gerechnet wird, betrieben werden.

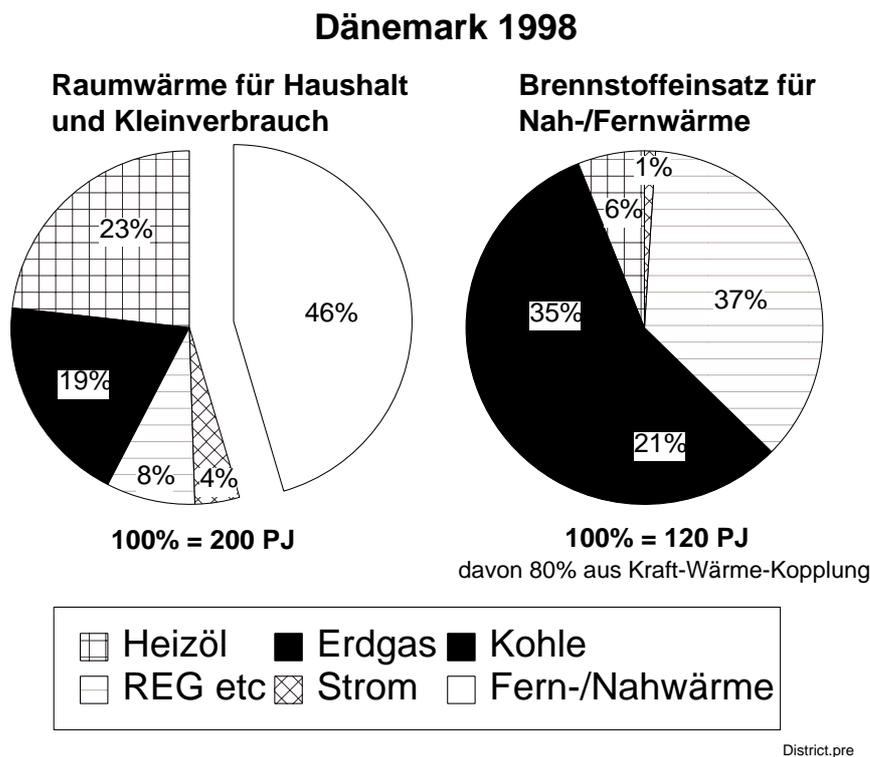


Abbildung 6-18: Beheizungsstruktur nach Energieträgern und Brennstoffeinsatz für Fernwärme in Dänemark

6.4.2 Das maximale Potenzial für Nah- und Fernwärme in Deutschland

Theoretisch ist das NahwärmePotenzial nahezu deckungsgleich mit der Wärmenachfrage. Sinnvollerweise führt man aber bei der Berechnung des technischen Potenzials Grenzen ein. Der entscheidende Faktor ist hier die Wärmedichte des zu versorgenden Gebietes, die maßgeblich den Wärmeverlust im Verteilnetz bestimmt. Die hierbei ungünstigsten Randbedingungen bezüglich der Siedlungsdichte sind dabei in Landgemeinden zu erwarten. Dazu wurde beispielhaft eine detaillierte Untersuchung in der Kommune Wiernsheim durchgeführt, deren Einwohnerzahl bei 6.300 liegt, aufgeteilt auf 4 Teilorte. Die Kommune wurde in über 30 Teilgebiete mit jeweils einheitlicher Bebauungsstruktur aufgeteilt. Für jedes dieser Gebiete wurde ein Nahwärmenetz ausgelegt und die zu erwartenden Verluste errechnet. Das Ergebnis ist in Abbildung 6-19 dargestellt (Wiernsheim 1998).

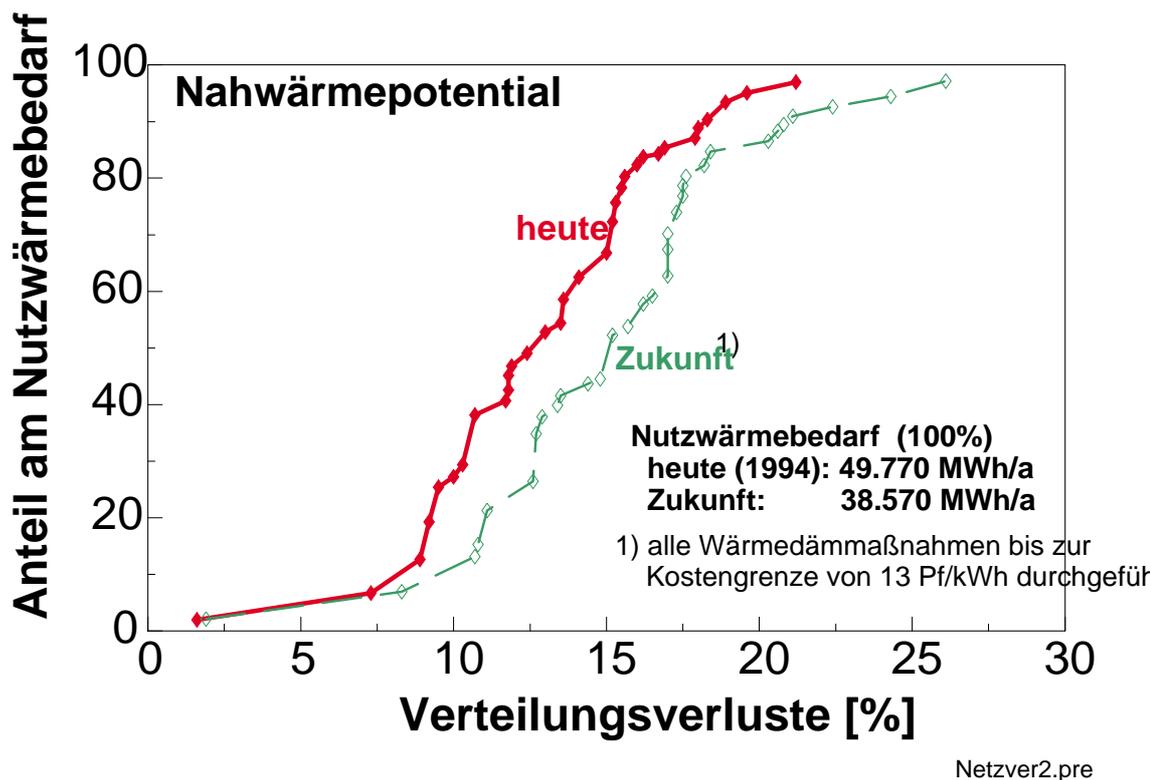


Abbildung 6-19: NahwärmePotential einer Landgemeinde

In fast allen Teilgebieten liegen die Netzverluste unterhalb von 20%. Über 85% des gesamten Raumwärmebedarfs entfällt auf Gebäude innerhalb dieser Gebiete. Dies bleibt auch dann noch richtig, wenn 30% des Raumwärmebedarfs durch Verbesserungen bei der Wärmedämmung eingespart werden. Werden alle Teilgebiete, deren errechnete Netzverluste unterhalb von 20% der in das Netz eingespeisten Wärmemenge liegen, zu einem großen Netz zusammengeschlossen, so liegt der mittlere Wärmeverlust bei 15%.

Die in der dänischen Energiebilanz ausgewiesenen Verluste in den Wärmeverteilnetzen liegen bei 20%. Sie sind damit doppelt so groß wie der deutsche Mittelwert und auch noch deutlich höher als der für obige Landgemeinde errechnete Wert von 15%. Der für diese Gemeinde gewählte Grenzwert für nahwärmehöfliche Gebiete kann daher als konservativ gelten. Die hohen Netzverluste in Dänemark rühren daher, dass erstens bei einer gegenüber Deutschland nur halb so großen Bevölkerungsdichte auch die Siedlungsflächen lockerer bebaut und zweitens mit großer Selbstverständlichkeit auch ländliche Kommunen für die Nahwärme erschlossen werden – was in Deutschland bisher kaum vorstellbar ist. Voraussetzung und Folge der großflächig realisierten Nahwärmenetze in Dänemark sind sehr günstige Kosten für das Verlegen der Leitungen. Die Baukosten je Trassenmeter liegen bei nur 1/3 des in Deutschland üblichen.

Nahwärme in Landgemeinden gibt es nicht nur in Dänemark. Auch in Österreich oder Südtirol wurde eine größere Anzahl von Holzheizwerken zur Wärmeversorgung ganzer Dörfer errichtet und in jüngster Zeit auch in Deutschland (Reit im Winkel).

Für ganz Deutschland liegt der Anteil des Wärmemarkts, der durch Nah- oder Fernwärme im Mittel erschlossen werden kann, höher als in der oben dargestellten Landgemeinde. Für größere Flächen kann das Potenzial der Fernwärme anhand von Siedlungstypen ermittelt werden. Nicht für Fernwärme geeignet sind Streusiedlungen mit einer geringen Wärmedichte. Für das Saarland wurde anhand einer Luftkartierung die gesamte Siedlungsfläche des Landes in Siedlungstypen aufgeteilt und der Anteil der Streusiedlungen bestimmt [Saarland 1997]. Auf die Gebäude innerhalb dieser Streusiedlungen entfielen knapp 5% der Raumwärmebedarfs im gesamten Saarland. Für deutsche Verhältnisse sind die saarländischen Siedlungsflächen nur locker bebaut. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass grundsätzlich über 95% des deutschen Wärmemarktes für Fern- und Nahwärme erschließbar sind. Für die dabei in Kauf zu nehmenden Wärmeverluste kann im Mittel von ca. 15% ausgegangen werden. Sie sind somit geringer als der heutige Wert in Dänemark.

6.4.3 Der Ausbaupfad für Nahwärmenetze

Der Zubau an Fernwärme aus konventioneller KWK wird sich im Wesentlichen auf die Verdichtung der bestehenden Netze beschränken. Für einen Durchbruch der erneuerbaren Energien spielen dagegen neue Nahwärmenetze die entscheidende Rolle.

Für die Realisierung der anspruchsvollen Szenarien kann dabei nicht alleine auf die Versorgung von Neubaugebieten mit Nahwärme gesetzt werden. Die Bedeutung des Altbaubestandes darf nicht unterschätzt werden. Auch bei intensiver energetischer Sanierung der Altbauten wird auch noch im Jahr 2050 60% des Raumwärmebedarfs in Gebäuden anfallen, welche vor dem Jahr 2000 errichtet wurden.

Im Zusammenhang mit erneuerbaren Energien ist dabei bevorzugt an Gebiete mit überwiegender Einfamilienhausbebauung zu denken. Günstige Verhältnisse für die Nutzung von Biomasse (ländlicher Raum) oder Solarenergie (große Dachflächen im Vergleich zur beheizten Fläche) sind hier besonders häufig anzutreffen. Der überwiegende Teil der deutschen Wohnfläche befindet sich in städtischen Randgebieten oder im ländlichen Raum, weist also die beschriebene Bebauungsstruktur auf. Umgekehrt findet sich nur ein wesentlich kleinerer Teil in Gebieten mit überwiegender Mehrfamilienhausbebauung. Dieser wird außerdem zu einem merklichen Teil aus den bestehenden Fernwärmenetzen versorgt, welche in den hier entwickelten Szenarien weitgehend dem Ausbau der konventionellen KWK vorbehalten bleiben.

In typischen Einfamilienhausgebieten ist die Wärmedichte deutlich geringer als bei überwiegender Mehrfamilienhausbebauung oder in Stadtzentren. Es ist daher mit einer geringeren Wärmeabgabe je Trassenmeter von nur 1,8 MWh/m,a (ohne Hausanschlüsse) zu rechnen. Dieser Wert wird aufgrund verbesserter Wärmedämmung trotz der Schließung

von Baulücken weiter abnehmen. Mit Hilfe dieser spezifischen Werte für die Trassenleistung ergibt sich aus der Wärmeabgabe der Netze die zugehörige Trassenlänge.

Für den in den Abbildungen 6-16 und 6-17 dargestellten Ausbau regenerativer Nahwärmenetze folgt ein Zubau von jährlich 500 km Trassenlänge (zuzüglich Hausanschlüsse), welcher bis 2010 auf 2 000 km/a steigt. Auch danach wächst der jährliche Zubau an Trassenlänge weiter an, aber in den beiden Szenarien mit unterschiedlicher Intensität. Im Szenario Nachhaltigkeit muss in den darauffolgenden Jahrzehnten die Zubaurate nochmals verdoppelt werden.

Dass es sich hier um anspruchsvolle Ausbauziele handelt, ergibt ein Vergleich mit dem Wachstum der Trassenlänge in den vergangenen Jahren. Mitte der 80er Jahre lag das Maximum des Fernwärmeausbaus in den alten Bundesländern bei bis zu 500 km/a. Seitdem hat der Ausbau der Netze an Dynamik verloren. In den letzten Jahren wurde für ganz Deutschland nur noch ein Zubau von ca. 400 km/a erreicht. Bei einem Vergleich der heutigen Ausbauraten mit dem zukünftig erforderlichen Zubau an Nahwärmenetzen ist zu beachten, dass beim bisherigen Ausbau der Fernwärme der mittlere Durchmesser der Rohre und die Dichte querender sonstiger Versorgungsleitungen größer waren als dies bei dem angestrebten zukünftigen Ausbau von Nahwärme in Gebieten mit überwiegender Einfamilienhausbebauung der Fall sein wird. Die mittleren spezifischen Verlegekosten je Trassenmeter werden daher geringer sein als bisher gewohnt.

6.4.4 Passivhäuser und Nahwärme

Mit Solarer Nahwärme oder Geothermie kann der Wärmebedarf einer Siedlung bis zu ca. 80% gedeckt werden.¹⁰ Der Bedarf an fossilen Energieträgern wird somit um etwa den gleichen Betrag gesenkt. In Neubaugebieten kann das gleiche Ziel erreicht werden, indem anstelle von Niedrigenergiehäusern Passivhäuser gebaut werden (vgl. Wendeszene Nahwärme).

Passivhäuser haben gegenüber Nahwärme aus erneuerbaren Energien den Vorteil, dass anstelle einer kollektiven Willensbildung nur eine individuelle Entscheidung des Bauherren erforderlich ist. Passivhäuser wiesen in den letzten Jahren Zuwachsraten von über 100% auf, bei allerdings noch sehr geringem Marktanteil.¹¹

Die Mehrinvestitionen für solare Nahwärme und Passivhäuser sind vergleichbar. 1996 wurde in Hamburg-Bramfeld eine Reihenhaussiedlung neu errichtet und mit Solarer Nahwärme einschließlich saisonalem Speicher beheizt (ITW 1998). Die Mehrinvestitionen für Kollektoren und Speicher lagen bei 13 000 EUR/Gebäude bzw. 111 EUR/m²_{wfl} (ohne Planung, ohne MwSt.). In Wiesbaden wurde 1997 eine Siedlung mit 46 Reihenhäusern errichtet, von denen 23 im Passivhausstandard ausgeführt wurden (Rasch 1997). Die

¹⁰ Die verbleibenden 20% fallen an kalten Wintertagen an und könnten nur mit unverhältnismäßig hohem Aufwand aus der gleichen regenerativen Energiequelle gedeckt werden. Sie müssen daher in einem Spitzenkessel erzeugt werden, welcher fossil oder mit Holz befeuert wird.

¹¹ Im Jahr 2000 wurden in Passivhausbauweise ca. 50 000 m² an Wohn- und Nutzflächen zugebaut /Feist 2001/, was einem Anteil von 0,05% am gesamten Neubauvolumen entspricht.

Mehrinvestitionen gegenüber dem bereits exzellenten Wärmedämmstandard der Niedrigenergiehäuser betrug 10 000 EUR/Gebäude bzw. 100 EUR/m²_{WFl}. Der den Mehrinvestitionen gegenüber stehende Nutzen besteht in Hamburg in einer Reduzierung des sonst fossil bereitzustellenden Wärmebedarfs am Netzeinspeisepunkt von 109 kWh/m²/a¹² auf 56 kWh/m²/a, in Wiesbaden in einer Minderung des Raumwärmebedarfs von 38 kWh/m²/a auf 14 kWh/m²/a.

Sowohl für Solare Nahwärme als auch für Passivhäuser kann zukünftig mit einer Reduzierung der Mehrinvestitionen auf weniger als die Hälfte des oben angegebenen gerechnet werden (Nast 1995, Feist 1997, Mangold 1998a). Auch andere Untersuchungen bestätigen, dass eine weitere Verbesserung des derzeit bereits vorgeschriebenen Wärmedämmstandards bei Neubauten ähnliche Mehrkosten verursacht wie eine Solaranlage mit gleicher Brennstoffeinsparung (Mangold 1998b, Voss 1999).

Im Altbaubestand liegen ebenfalls hohe und zumeist wirtschaftlich sehr attraktive Einsparpotenziale vor (siehe Kapitel 6.1). Eine nachträgliche Verbesserung der Wärmedämmung bis auf das Niveau eines Passivhauses ist aber nicht zu vertretbaren Kosten möglich. CO₂-Minderungsraten von 80% oder mehr sind daher nur unter Einschluss von erneuerbaren Energien sinnvoll zu erreichen.

Noch stellt sich die Frage nach der Konkurrenz von Nahwärme aus erneuerbaren Energien und Passivhäusern nur sehr selten, da jede der beiden Möglichkeiten für eine wirkungsvolle Reduzierung der CO₂-Emissionen heute nur in geringem Umfang eingesetzt wird. Langfristig werden beide Möglichkeiten verstärkt zum Einsatz kommen müssen. Passivhäuser nur im Neubaubereich, Nahwärme langfristig besonders im Altbaubereich. Bis sich die Passivhausbauweise durchgesetzt hat, kann Nahwärme aber auch in neu ausgewiesenen Baugebieten eine wichtige Rolle spielen, sofern dort mit einer raschen Aufsiedlung gerechnet werden kann. In Neubaugebieten ist es leichter, einen hohen anfänglichen Anschlussgrad zu erreichen. Gelungene Beispiele in Neubaugebieten können dazu beitragen, die Akzeptanz für einen raschen Anschluss an Nahwärme auch in Altbaugebieten zu steigern. Umgekehrt ist die Entwicklung von Passivhäusern nicht nur für Neubauten von Bedeutung. Wärmetechnisch verbesserte Lösungen bei einzelnen Bauteilen (z.B. Fenster), welche sich im Neubau bewährt haben, werden auch Anwendungen bei der Sanierung im Altbaubereich finden.

6.4.5 Hemmnisse beim Nahwärmeausbau in Deutschland

Der größte Teil der Kosten eines Nahwärmenetzes entsteht durch Investitionen in die Heizzentrale und in das Verteilnetz. Diese Kosten fallen gleich zu Beginn eines Projektes an - auch dann, wenn die Gebäude erst später angeschlossen und mit Wärme versorgt werden. Sie sind auf alle angeschlossenen Verbraucher zu verteilen. Es ist daher für die Wirtschaftlichkeit eines Netzes von entscheidender Bedeutung, dass sich möglichst viele

¹² Davon Raumwärme 70 kWh/m²/a, Warmwasserbedarf 27 kWh/m²/a und Netzverluste 12 kWh/m²/a.

der potenziellen Verbraucher auch tatsächlich gleich zu Beginn eines Nahwärmeprojektes anschließen lassen, d.h. ein hoher anfänglicher Anschlussgrad erreicht wird.

Diesem wichtigen Ziel hoher anfänglicher Anschlussgrade steht in Deutschland trotz einer positiven Besetzung des Begriffes Nahwärme eine skeptische Haltung der Bevölkerung bezüglich einer von Fremden organisierten Wärmeversorgung entgegen. In der Praxis treten bei der Diskussion mit Bürgern in der Planungs- und Akquisitionsphase eines Nahwärmenetzes folgende Probleme auf (Böhnisch 2001):

- Sehr häufig wird die **Abhängigkeit der einzelnen Hausbesitzer** vom Betreiber der Nahwärme als problematisch betrachtet. In diesem Zusammenhang werden Befürchtungen geäußert, dass Preise vollkommen unkontrolliert steigen könnten und die Frage gestellt, was passiert, wenn der Betreiber in Konkurs geht.
- Die **Kosten für den Wärmekunden** müssen in der Weise transparent gemacht werden, dass der Bürger klar erkennt, was er später tatsächlich zu bezahlen hat. Das heißt, es müssen konkrete Zahlen für den einmaligen Anschlusskostenbeitrag, den jährlichen Wärmegrundpreis und den Arbeitspreis genannt werden. Dies ist in der Planungsphase eine heikle Aufgabe, da viele wesentliche Details (beispielsweise der zukünftige Betreiber) noch nicht feststehen und dem gemäß der Planungsspielraum nicht übermäßig eingeschränkt werden darf.
- Insbesondere die richtige **Gestaltung der Preisgleitklausel** kann heftige Diskussionen auslösen. So wurde bei der Akquisition zu einem Holzheizwerk in einer baden-württembergischen Gemeinde die sonst übliche Ölpreisbindung angesichts der Ölpreissteigerungen im Herbst 2000, vehement abgelehnt. Bei zukünftigen Projekten kann dem entgegengewirkt werden, indem eine Obergrenze für die Anpassung an den Ölpreis festgelegt wird, welche nur bei durch den Betreiber detailliert nachzuweisender Notwendigkeit überschritten werden darf.
- Bei **Kostenvergleichen** besteht stets die Gefahr, dass die (Voll-)Kosten für die Beheizung mit Nahwärme der bisherigen jährlichen Öl- oder Gasrechnung gegenübergestellt werden. Kosten für Schornsteinfeger, Wartung des Heizkessels und Rücklagen für die Erneuerung des alten Heizkessels, welche bei Nahwärmesystemen entfallen, sind dem Bürger häufig weniger präsent.
- Die Skepsis der Bürger gegenüber einer Wärmelieferung aus dritter Hand kommt auch dadurch zum Ausdruck, dass eine **starke Beteiligung der Gemeinde und / oder der Bürger** an der Betreibergesellschaft sehr gewünscht wird.
- Seit der **Liberalisierung im Gasmarkt** wird es zunehmend schwieriger, Filialen größerer Unternehmen als Nahwärmekunden zu akquirieren, da die Unternehmensleitungen durch Poolbildung günstigere Konditionen beim Gasbezug erreichen können.

Falls die Gemeinde – wie vom Bürger gewünscht – an der Nahwärmeversorgung beteiligt ist, können auf freiwilliger Basis in Neubaugebieten sehr hohe Anschlussgrade erreicht

werden, wie das Beispiel Eltmann zeigt (Nast 2001). Hier konnten von 40 bauwilligen Grundstückseigentümern 38 an das Nahwärmenetz angeschlossen werden. Möglich wurde dies allerdings erst nach einer sehr aufwändigen Akquisition, bei der der an der Betreibergesellschaft beteiligte Energieversorger bis zu vier Beratungsgespräche je potenziellem Kunden führte und falls dies noch nicht reichte der Bürgermeister sich noch in einem persönlichen Gespräch für eine Entscheidung zugunsten eines Anschlusses an das Nahwärmenetz einsetzte. Wie die Errichtung von Wärmenetzen auf kommunaler Ebene grundsätzlich erfolgen kann ist auch in der Wendeszene „Nahwärme für die Gemeinde Tannlicht“ dargestellt.

Im Altbaubestand ist die Akquisition noch schwieriger. Typischerweise muss hier damit gerechnet werden, dass 50% der Bewohner wegen Desinteresses am Thema Nahwärme überhaupt nicht erreichbar sind. Nur 10 – 20% würden sich Umfragen zufolge sofort anschließen lassen. Teils aus umweltschützerischer Überzeugung, teils weil der alte Kessel ohnehin gerade ersetzt werden muss. Der überwiegende Teil des verbleibenden Restes stellt einen Anschluss irgendwann für die Zukunft in Aussicht. Es ist klar, dass unter diesen Randbedingungen Contractoren oder sonstige professionelle Unternehmen, welche kommerziell am Bau von Nahwärme interessiert sind, den Aufwand einer eignen Akquise vor Ort scheuen und erst dann tätig werden, wenn diese Arbeit bereits durch andere, z.B. durch einen engagierten Bürgermeister erledigt wurde.

Hohe Anschlussgrade können auch unter dem Einsatz rechtlicher Mittel erreicht werden. Hierfür kommen insbesondere privatrechtliche Verträge zwischen der Gemeinde als Grundstücksverkäufer und den Bauherren in Frage. Im Kaufvertrag wird dann verpflichtend der Anschluss an das projektierte Nahwärmenetz festgeschrieben. In einigen Bundesländern erlaubt auch die Gemeindeordnung, dass per Satzung für Neubaugebiete eine Anschlusspflicht an ein Nahwärmesystem ausgesprochen wird. Dieses Mittel verbleibt auch dann, wenn die Gemeinde nicht Eigentümerin der zukünftigen Baugrundstücke ist. Auch für Altbaugebiete gibt es wenigstens ein Beispiel für den Erlass einer Satzung mit Anschlusszwang.

Juristisch stehen alle diese rechtlichen Verpflichtungen nicht auf sicherem Boden. So drohen derzeit die Organisationen des Brennstoffhandels regelmäßig mit gerichtlichen Klagen wegen Wettbewerbseinschränkung, wenn sie von kommunalen Bestrebungen erfahren, Nahwärme in einem Neubaugebiet verpflichtend einzuführen. Ein weiteres juristisches Problem ergibt sich daraus, dass das Planungsrecht (Gemeindeordnungen, Baugesetzbuch), welche prinzipiell Festlegungen der Gemeinde zur Beheizungsart zulässt, Einschränkungen nur dann erlaubt, wenn dies mit Luft- oder Umweltverbesserungen im lokalen Umfeld begründet werden kann. Eine rechtliche Klärung, dass auch der Klimaschutz zur Daseinsfürsorge gehört, und damit in den Kompetenzbereich der Kommune fällt, ist ebenso erforderlich wie Konkretisierungen, unter welchen Bedingungen Beeinträchtigungen des freien Wettbewerbs aufgrund von Maßnahmen zugunsten des Klimaschutzes statthaft sind.

Die in Deutschland gebauten neuen Nahwärmenetze stützten sich bisher nie auf die vorhandenen Wohnbebauung. Typischerweise wurden an neue Netze in der Hauptsache

öffentliche Verbraucher (Rathaus, Schwimmbad, Kaufhaus...), Neubaugebiete und vereinzelt auch an der Trasse liegende Wohngebäude, deren Heizkessel ohnehin gerade ersetzt werden mussten, angeschlossen. Voraussetzung für eine nachhaltige Entwicklung ist aber, dass auch große Teile des noch viele Jahrzehnte beim Wärmebedarf dominierenden Altbauwohnungsbestandes für die Nahwärme erschlossen werden. Dies zeigt, wie viel in diesem Bereich noch zu tun ist.

6.4.6 Nah- und Fernwärme in Dänemark

Bei der Beurteilung neuer Entwicklungen ist es stets nützlich, vorhandene Erfahrungen anderer zu berücksichtigen. Im Bereich von Nahwärme im allgemeinen und speziell für die Netzeinspeisung von erneuerbaren Energien gibt es hierzu vielfache Möglichkeiten im benachbarten Ausland.

Technisch stellt eine Umstellung der bestehenden deutschen Beheizungsstruktur auf Nahwärme kein Problem dar. Dass diese prinzipiell auch in der Praxis möglich ist, zeigt eine größere Anzahl, meist mit Holz beheizter Nahwärmenetze, welche im vergangenen Jahrzehnt in Österreich oder Südtirol errichtet wurden. In manchen Orten konnten innerhalb weniger Jahre alle sinnvoll anschließbaren Gebäude auch tatsächlich angeschlossen werden, sodass in ländlichen Kommunen Anschlussgrade von bis zu 95% erreicht wurden (Böhnisch 2001).

Der überzeugendste Nachweis, dass der bei einer langfristig nachhaltigen Entwicklung Deutschlands notwendige hohe Fernwärmeanteil von 57% am gesamten Bedarf an Raumwärme und Warmwasser realisierbar ist, stellt aber das Land Dänemark dar, wo dieser Anteil bereits heute nahezu erreicht ist. Das Beispiel Dänemarks wird daher im Folgenden ausführlicher beschrieben.

6.4.6.1 Historie

Wie auch in anderen europäischen Ländern wurden die ersten Fernwärmenetze Dänemarks in den 20er Jahren gebaut. Damals wurde die Abwärme aus den zur Stromerzeugung genutzten Diesellaggregaten verwendet, um Gebäude in den jeweiligen Stadtzentren zu beheizen.

Die für Dänemark typische Entwicklung setzte erst Ende der 50er und Anfang der 60er Jahre ein. In dieser Zeit wurde eine große Anzahl von Fernwärmegesellschaften neu gegründet. Davon viele in kleineren Städten und Ortschaften auf dem Land. Folgende wichtige Gründe erleichterten zum damaligen Zeitpunkt die Einführung der Fernwärme. Einige hiervon galten auch für das übrige Mitteleuropa, andere beruhten auf den typischen Traditionen der dänischen Bevölkerung.

- Eine Umstellung der damals üblichen Feststoff-Einzelöfen auf Zentralheizungen¹³ stand ohnehin an. Hauptsächlich wegen der damit verbundenen Arbeitersparnis aber auch aus Umweltgesichtspunkten. Öl- und Fernwärmeheizungen waren zum damaligen Zeitpunkt gleichermaßen unbekannt. Gas wurde praktisch noch nicht angeboten. Insofern gab es kein spezifisches Akzeptanzproblem für Nah- oder Fernwärme.
- In dieser Situation wurden von einigen Firmen Kampagnen organisiert, mit dem Ziel, die anstehenden Entscheidungen bei der Umstellung der Heizsysteme zugunsten von Fernwärme zu beeinflussen. Hierzu gehörten Firmen mit bekannten Namen wie Danfoss (Thermostatventile), Grundfos (Umwälzpumpen) und Clorius (Wärmemengenzähler), welche sich bei einer Umstellung der Heizungssysteme in ihrem Sinne neue Absatzmärkte versprachen. Eine wichtige Rolle spielte auch die heute noch aktive technische Beratungsfirma Bruun&Sørensen. Wo der Kampagne Erfolg beschieden war, wurden in vielen Fällen die ehemaligen Berater die späteren Leiter der Fernwärmegesellschaft. In vielen Orten wurden auch die ehemaligen Heizmeister des örtlichen Molkereibetriebs Leiter der Wärmeerzeugung und -verteilung. Da die Molkereibetriebe zum damaligen Zeitpunkt vermehrt zentralisiert wurden, entfielen viele dieser traditionellen Arbeitsplätze, sodass sich die im Umgang mit großen Kesseln erfahrenen Meister ohnehin ein neues Betätigungsfeld suchen mussten.
- Aus traditionellen Gründen waren die Randbedingungen für die Einführung von Fernwärme in Jütland besonders günstig. Dort wurde schon immer Vieles gemeinschaftlich organisiert und abgesprochen. Dazu gehörten der Betrieb von Mühlen und Wasserwerken, die Organisation in landwirtschaftlichen Kooperativen, der gemeinschaftliche Einkauf von Düngemitteln und in jüngerer Zeit auch die Errichtung von Biogasgemeinschaftsanlagen. Jütland wird auch das Land der Vereine genannt. Genau dieser gemeinschaftliche Ansatz bei der Lösung von Problemen begünstigt auch die Einrichtung einer gemeinschaftlichen Wärmeversorgung sehr. Er führt außerdem dazu, dass das gesamte System aus Erzeugung, Verteilung und Kundenanlagen als ein Ganzes betrachtet wird, wodurch eine Kostenoptimierung leichter möglich ist, als wenn Kunden und Heizwerker getrennte Interessen verfolgen. Während die Fernwärmenetze in Jütland meist genossenschaftlich (also unter Einschluss der Abnehmer) organisiert sind, werden die Netze auf den dänischen Inseln meist von der jeweiligen Kommune betrieben. Die Genossenschaften erwiesen sich rückblickend betrachtet als innovationsfreudiger als die kommunalen Betriebe (siehe Abschnitt „Technische Regeln und Entwicklungen“).
- Die Kampagnen zur Umstellung auf Nahwärme wurden typischerweise nach folgendem Muster konzipiert: Zunächst wurden die führenden Persönlichkeiten des jeweiligen Ortes für die Idee der Nahwärmeversorgung gewonnen. Dann wurden die Bürger in Gemeindeversammlungen über die Vorteile der Nahwärme informiert. Es wurde dargestellt, dass ein Anschlussgrad von wenigstens 80% für den

¹³ Ölelzelöfen, wie sie zu diesem Zeitpunkt häufig in Deutschland eingeführt wurden, spielten in Dänemark nie eine Rolle.

wirtschaftlichen Betrieb des Netzes notwendig sei. Zeitzeugen erinnern sich, dass die Überzeugungsarbeit damals sehr einfach gewesen sei. Die Errichtung von Fernwärmenetzen wurde in Dänemark zur Mode.

In den nachfolgenden Jahren erfolgte eine Konsolidierung und Erweiterung der bereits vorhandenen Netze. Während der Ölkrisen der 70er und 80er Jahre wurde die Erweiterung bestehender Netze durch die Regierung systematisch gefördert, um die sehr starke Abhängigkeit Dänemarks von Ölimporten zu mindern. Erdgasnetze gab es – mit Ausnahme von Kopenhagen – bis Anfang der 80er Jahre in Dänemark nicht. Auch der danach folgende Aufbau des Gas- bzw. Fernwärmenetzes folgte den Vorgaben einer staatlichen Gebietseinteilung, welche im Zuge von regionalen Wärmeplanungen erstellt und von der Regierung genehmigt wurden.

Erst seit etwa 1990 werden nach einem Politikwechsel auch wieder neue Fernwärmegesellschaften in Dänemark gegründet. Im Hinblick auf den Umwelt- und Klimaschutz werden viele dieser neuen Netze mit den erneuerbaren Energiequellen Stroh und Holz betrieben.

Heute werden über 58% aller Wohnungen Dänemarks mit Fern- oder Nahwärme beheizt.

6.4.6.2 Nationale Energieplanung

In Dänemark gibt es seit Jahrzehnten eine schlüssige Energieplanung, was selbst in Europa eher ein Ausnahmefall ist. Es wurden früh nationale Zielvorgaben formuliert. Instrumente zu deren Umsetzung werden meist in zeitlich befristeten Versuchsprogrammen erprobt und dann in gesetzlichen Regelungen fixiert. Erfolgskontrollen sichern den Vollzug und führen bei Bedarf zu Modifikationen des gesetzlichen Rahmens (Krahwinkel 1995).

In den 70er Jahren stand die Sanierung des Altbaubestandes im Vordergrund der Politik. In den Jahren von 1972 bis 1985 wurde als Resultat der koordinierten Anstrengungen der spez. Primärenergiebedarf je m² Wohnfläche nahezu halbiert. Unter anderem wurde 1981 ein Energiepass gesetzlich vorgeschrieben, welcher beim Verkauf einer Immobilie auf Verlangen dem Käufer vorzulegen ist. Ein anderer Grund für den Erfolg war die gezielte Förderung der Auskopplung von Abwärme aus Großkraftwerken für die Beheizung bereits vorhandener Fernwärmenetze. Eine Idee, die auch in Deutschland mit der Wärmeschutzverordnung Anfang der 90er Jahre angedacht war, aber nie umgesetzt wurde.

Die während der Ölkrisen formulierten Pläne zielten auf eine Minderung der Importabhängigkeit Dänemarks ab. 1980 betrug der Anteil des Importöls am gesamten Primärenergieverbrauch noch 70%. Bereits seit 1993 ist Dänemark von Rohölimporten unabhängig. Hierzu trug auch der seit 1980 betriebene Ausbau der dänischen Gasförderung und der regionalen Gasversorgungen bei.

Hierbei spielten die **kommunalen Wärmepläne** eine wichtige Rolle, zu deren Erstellung die Kommunen seit 1979 verpflichtet sind. Jede Kommune führt dabei eine Bestandsaufnahme des Energieverbrauchs und eine Analyse der zukünftigen

Möglichkeiten der Wärmeversorgung auf ihrer Gemarkung durch. Für diese Arbeit wurden Berater geschult und jeder Gemeinde ein sog. Energieversorgungskatalog mit der technischen und wirtschaftlichen Beschreibung aller möglichen Optionen mit einem Gesamtumfang von ca. 1800 Seiten zur Verfügung gestellt. Die Entwürfe der Gemeinden werden auf der regionalen Ebene gesichtet und koordiniert. Die von den regionalen Behörden ausgewählten Optionen aus den Entwürfen der Gemeinde müssen der Regierung zur Genehmigung vorgelegt werden. Nachdem der Wärmeplan genehmigt ist, erhält die Gemeinde zusätzliche Entscheidungskompetenzen gegenüber den Energieversorgern und den Gebäudeeigentümern bezüglich der Umsetzung des Planes. Die Wärmepläne haben bzgl. der Wärmeversorgung in Dänemark eine ähnliche Wirkung wie in Deutschland die Bebauungspläne bzgl. der Bauvorhaben. Darüber hinaus ist es in Dänemark möglich einen Anschlusszwang für den Gebäudebestand auszusprechen, dem innerhalb von 9 Jahren nachzukommen ist sofern keine besonderen Härten dem entgegenstehen. Im Rahmen der Erstellung der Wärmepläne wurden in Dänemark die groben Strukturen festgelegt, d.h. es wurde entschieden, welche Regionen mit Gas und welche mit Fernwärme versorgt werden sollen.

Ein wichtiges Instrument zur Verwirklichung der energiepolitischen Ziele sind in Dänemark die Energieabgaben auch „grüne Steuern“ genannt. Diese wurden 1977 eingeführt und nach dem Ende der Ölkrise stark angehoben. Seitdem stehen Umwelt- und Klimaschutz im Mittelpunkt der dänischen Energiepolitik.

1986 begann eine verstärkte Förderung der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung und der erneuerbaren Energiequellen. Dabei wurde stark auf eine Kooperation mit den Stromversorgern gesetzt, welche sich verpflichteten bis 1995 bevorzugt mit Stroh gefeuerte Heizkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 450 MW_{el} und zusätzlich 100 MW Windkraft zu installieren. Im Zeitraum von 1980 bis 1996 stieg der Anteil der erneuerbaren Energien in Dänemark am gesamten Primärenergiebedarf von 3% auf 8% (Energy Agency 1998).

Seit 1996 werden in zunehmendem Maße auch Energieabgaben auf den Brennstoffbedarf der Industrie erhoben. Zuvor waren nur die Haushalte betroffen. Diese Abgaben dienen nicht der Finanzierung des Staatshaushalts, sondern sie werden fast vollständig an die Industrie zurückgegeben. Vorwiegend in der Form von Investitionsanreizen für energiesparende Maßnahmen und für eine Senkung der Lohnnebenkosten (Ministry of Finance 1995).

6.4.6.3 Fördersituation

Für das Fernwärmenetz gibt es in Dänemark normalerweise keine staatlichen Zuschüsse. Wenn neue Entwicklungen angestoßen werden sollen, sind jedoch ausnahmsweise und für einen begrenzten Zeitraum Zuschüsse von 5-35% möglich.

6.4.6.4 Organisatorische Verfahren

Auch in Dänemark gibt es noch geschlossene Altbaugebiete, die weder an die Fernwärme noch an die Gasversorgung angeschlossen sind. Beim **Aufbau einer neuen Nahwärmeversorgung** wird typischerweise wie folgt vorgegangen.

- Erst wird Informationsmaterial für die Bevölkerung verteilt.
- Es folgt eine öffentliche Veranstaltung auf der die Bürger nochmals informiert werden und Fragen stellen können. Als Redner werden für diese Veranstaltungen bevorzugt lokal bekannte Akteure gewonnen, welche zuvor überzeugt wurden und selbst an das geplante Nahwärmesystem angeschlossen werden wollen. Nur bei Bedarf ergreifen die ebenfalls auf der Veranstaltung anwesenden Experten das Wort.
- In den Informationsbeiträgen wird darauf hingewiesen, dass sich die Fernwärmeversorgung bereits im ersten Jahr rechnet, d.h. die laufenden Ausgaben für Öl und für die Wartung des vorhandenen Kessels sind höher als die gesamten im ersten Jahr auftretenden Kosten im Zusammenhang mit dem Anschluss an die Fernwärme (also einschließlich des üblicherweise extrem niedrig angesetzten Anschlusskostenbeitrags). Hierbei wirkt sich der hohe dänische Ölpreis von ca. 0,5 EUR/l (einschl. aller Abgaben aber ohne MwSt.) zugunsten der Fernwärme aus.
- Im Anschluss an die Informationsveranstaltung wird zwei Wochen lang vom zukünftigen Betreiber des Netzes ein Büro eingerichtet, in dem sich Interessenten für einen Anschluss anmelden können. Selbstverständlich unter dem Vorbehalt, dass insgesamt genügend Anschlusswillige zusammenkommen und das Projekt in der geplanten Form durchgeführt werden kann.

Für die Erzielung eines hohen Anschlussgrades ist es vorteilhaft, dass in Dänemark ein an die Nahwärme angeschlossenes Haus höher bewertet wird als ein mit Öl beheiztes.

Trotz allem wird auch in Dänemark im Altbaubestand nicht ein 100%iger anfänglicher Anschlussgrad erreicht. Eine mögliche Bedingung für die Realisierung eines gegebenen Projektes kann folgendermaßen aussehen:

- Alle öffentlichen Gebäude schließen sich an
- 80% der mit Öl beheizten Gebäude schließen sich an
- 60% aller Geschäftshäuser schließen sich an
- 50% aller elektrisch beheizten Gebäude schließen sich an

Bezüglich der Realisierung eines hohen Anschlussgrades sind die Dänen aber sehr erfinderisch. Ein zusätzlicher Anreiz für einen sofortigen Anschluss ist dann gegeben sein, wenn angedroht wird, die zusätzlichen Kosten von ca. 3 500 EUR für einen verspäteten Anschluss in voller Höhe dem Spätentschlossenen abzuverlangen.

In der Kommune Horbelev konnte auf folgendem Wege ein außerordentlich hoher anfänglicher Anschlussgrad erreicht werden: Es wurden die Hausanschlüsse schon vor den in der Straße liegenden Verteilleitungen verlegt. Auf diese Weise war für längere Zeit anhand der aus dem Erdreich herausragenden Leitungsenden erkennbar, wer sich alles an das neue Netz anschließen wird. Während dieser Zeit entschlossen sich doch noch einige der zunächst Widerstrebenden, sich wie alle anderen an das Netz anschließen zu lassen. Anstelle des typischen anfänglichen Anschlussgrades von 70% wurde ein Wert von 98% erreicht. Seitdem wurde diese Vorgehensweise auch in vielen anderen dänischen Orten gewählt (Henriksen 1999).

Häufig werden in Dänemark kleinere Ortschaften mit ca. 1000 Gebäuden vollständig von individuellen Ölheizungen auf Fernwärme umgestellt. Dabei wird Straße für Straße nach einem genauem Zeitplan angeschlossen. Es bestehen strenge Anforderungen, um die Montage von Verteilleitungen und Hausanschlüssen zu koordinieren. Bei Arbeitsbeginn im April eines Jahres sind das Hauptverteilnetz und die Erzeugungsanlagen normalerweise im folgenden August betriebsbereit. So gut wie alle dieser Fernwärmeprojekte wurden mit einem anfänglichen Anschlussgrad von 70-90% realisiert (Lykou 1993).

Grundsätzlich gibt es in Dänemark einen ähnlichen Aufbau der **Tarifstruktur** wie in Deutschland, d.h. es gibt eine einmalige Anschlussgebühr, einen fixen Grundpreis und einen verbrauchsabhängigen Arbeitspreis. Die Gewichtung der einzelnen Preisbestandteile richtet sich in Dänemark allerdings kaum nach der tatsächlichen Kostenstruktur:

- Fast alle Kosten werden auf den Arbeitspreis umgelegt. Dies hat u.a. die Wirkung, dass Anstrengungen des Kunden zur Einsparung von Energie auch finanziell honoriert werden. Dies stärkt die ökologische Glaubwürdigkeit der Fern/Nahwärme.
- Zum Ausgleich werden die Anschlusskosten in vielen Fällen vernachlässigbar gering angesetzt. Hierdurch wird die Hemmschwelle für einen Anschluss an das Netz deutlich herabgesetzt. Besonders positiv wirkt sich diese Gestaltung der Tarife auf die Anschlusswilligkeit alter Leute aus.
- Auch die fixe jährliche Grundgebühr, welche sich an der zu beheizenden Fläche des Gebäudes orientiert, wird möglichst gering gehalten. Gesetzlich ist hier zwar vorgeschrieben, dass wenigstens 20% der Gesamteinnahmen über die Grundgebühr erhoben werden muss, aber es wird gegen diese Vorschrift häufig verstoßen. Dies ist solange möglich, wie keiner der angeschlossenen Kunden dagegen klagt.

Die **Ausschreibung** für die Herstellung der Verteilleitungen kann sowohl im üblichen Ausschreibungsverfahren erfolgen, bei dem von vornherein genau bekannt ist, was zu bauen ist, als auch über pauschalierte Verträge, bei denen nur der Preis je m Trasse festgelegt ist, nicht jedoch wo genau die Baustellen sein werden. Letzteres Verfahren hat sich in Dänemark in Kommunen mit größeren Fernwärmenetzen, wo jedes Jahr ca. 15 km Leitung neu zu verlegen sind, bewährt. Bereits (Winkens 1994) führt als Hauptgründe für die stark unterschiedlichen Verlegekosten in Deutschland und Dänemark an:

1. In Odense werden die Heizleitungen stadtteilweise verlegt. Aufgrund der hohen Heizölpreise in Dänemark ist es möglich, auch die bestehende Bebauung im Zuge der Leitungsverlegung voll an die Fernwärmeversorgung anzuschließen. In Mannheim werden im Rahmen der Jahresverträge nur kleine Leitungsstücke verlegt (80 – 150 m).
2. Die Verlegung von Heizleitungen wird in Odense in einem scharfen Wettbewerb für mehrere Jahre an eine Firma vergeben. Durch die Beschränkung der Ausschreibung auf wenige zusammenfassende Leistungseinheiten wird der Verwaltungsaufwand klein gehalten und dem Bauunternehmer ein Anreiz geboten, durch geschickte Bauausführung Kosten einzusparen.

Was vor mehr als 10 Jahren in Odense galt, gilt auch heute noch für andere dänische Kommunen wie Århus oder Aalborg. Die Hemmnisse, welche sich in Deutschland der Einführung der dänischen Praxis entgegenstellen sind überraschend: In Mannheim wurde nach einer Anfangszeit dieses einfache und kostenmindernde Verfahren nach dänischem Vorbild mit der Begründung wieder aufgegeben, dass sich bei einzelnen untypischen Bauabschnitten durch die pauschale Abrechnung Ungerechtigkeiten ergeben können, welche den Ordnungssinn der Beteiligten störte (Winkens 1994).

6.4.6.5 Technische Regeln und Entwicklungen

Neue technische Entwicklungen im Zusammenhang mit der Verlegung von Fernwärmeleitungen haben ihren Ursprung häufig in Jütland. Dort wurden sowohl das Kunststoffmantelrohr als auch die flexiblen Leitungen mit Mediumrohren aus PEX (vernetztes Polyäthylen), das sog. PMR (Polymermediumrohr) entwickelt. Die vorwiegend genossenschaftlich organisierten Fernwärmegesellschaften in Jütland waren offen für Innovationen, sodass sich vorteilhafte Neuerungen hier am schnellsten durchsetzten.

Wie überall in Dänemark herrscht ein gegenüber Deutschland bemerkenswerter Pragmatismus. So sind normalerweise anstelle der in Deutschland üblichen teuren Wärmemengenzähler einfache Wasservolumenzähler für die Heizkostenabrechnung eingesetzt worden. Hierdurch war der Anreiz für eine besonders effektive Auskühlung der aus dem Netz bezogenen Heizwassermenge besonders groß. Dementsprechend liegt die Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf üblicherweise bei 40K (dff 1998). Erst in neuerer Zeit werden verstärkt Wärmemengenzähler eingesetzt, um Ungerechtigkeiten aufgrund der geringeren Vorlauftemperaturen an den Netzenden auszugleichen. Parallel dazu werden aber häufig Maßnahmen ergriffen, um auch weiterhin niedrige Rücklauftemperaturen zu erzielen.

Der dänische Pragmatismus und die Offenheit für Neuerungen hat bis heute positive Folgen für einen kostengünstigen Ausbau der Nah- und Fernwärmeversorgung. In **Dänemark** wird bei geringen Nennweiten überwiegend das neu entwickelte und kostengünstig zu verlegende PMR eingesetzt. Die Hausanschlüsse werden fast nur noch in dieser Leitungsart ausgeführt. Auch für die Verteilleitungen bis DN 50 wird meist dieses Rohrmaterial eingesetzt.

Seit fünf Jahren nimmt bei der Verlegung der Einsatz von Bodenraketen rasch zu. Hierdurch werden zwar keine Kosten gemindert, aber das Verlegeverfahren ist viel eleganter, da nur noch einige wenige Kopflöcher ausgehoben werden müssen. Bis zu 50 m könne zwischen zwei Kopflöchern untertunnelt werden. Bereits mehr als die Hälfte der neu zu verlegenden Hausanschlüsse wird auf diese Weise ausgeführt.

Weit verbreitet sind kostengünstige direkte Übergabestationen mit Warmwassererzeugung nach dem Durchflußprinzip. Bei dieser Anschlussart wird das Wasser aus dem Fernwärmenetz direkt durch die Heizkörper geführt und das benötigte Warmwasser wird erst im Moment der Zapfung erwärmt. Ein zusätzlicher Brauchwasserspeicher ist bei diesem Prinzip nicht mehr notwendig.

In Deutschland gibt es ein ausgeprägtes Traditions- und Sicherheitsdenken im Bereich der Fernwärmewirtschaft. Hier werden häufig noch Bedenken wegen möglicher Sauerstoffdiffusion durch die PEX-Leitungen geäußert. Es wird daher meist auf teurere aber altbewährte Lösungen zurückgegriffen. Raketen werden, wenn überhaupt, nur in Spezialfällen oder für die Verlegung von Gasleitungen eingesetzt. Bei der direkten Übergabe wird die Gefahr von Leckagen in den Heizkörpern überbewertet, sodass auch hier fast immer die teurere Variante des indirekten Anschlusses zum Zuge kommt. Der Einsatz von kostengünstigen Durchlauferhitzern wird sowohl durch die Vorschrift DIN 4708 behindert, welche zu ungünstige Gleichzeitigkeitsfaktoren ansetzt¹⁴, als auch durch die in Deutschland im Unterschied zu Dänemark übliche Durchflussmengen (Leistungsbegrenzung¹⁵) für das Fernwärmewasser, welche die Deckung kurzer durch Warmwasserzapfungen verursachter Lastspitzen unmöglich macht.

In Deutschland sind die technischen Regeln heute noch an den in der Vergangenheit üblichen hohen Vorlauftemperaturen von über 100°C ausgerichtet. Die Folge ist, dass teurere Verlegemethoden angewandt werden müssen, der Einsatz von PMR¹⁶ nicht möglich ist und dass teure Sicherheitseinrichtungen in den Übergabestationen notwendig sind.

In den Fernwärmeleitungen entstehen Spannungen aufgrund der Temperatúrausdehnung. Hierdurch wird das Stahlrohr, durch welches der Wärmeträger fließt, belastet. Diese Spannungen werden in Deutschland durch konstruktive Maßnahmen beim Bau des Netzes auf den Festigkeitswert des Stahlrohres begrenzt. Hierzu ist u.a. der Einbau von Dehnpolstern erforderlich. In den skandinavischen Länder sind hier wesentlich weniger strenge Regeln einzuhalten. Erstens wird ein höherer Festigkeitswert angenommen, zweitens wird eine plastische Verformung des Stahls in begrenztem Umfang zugelassen, drittens wird für die Belastung des wärmedämmenden PU-Schaums in Bögen und Knicken der doppelte Wert zugelassen (0,2 N/mm²) und viertens wird noch damit gerechnet, dass auch der Boden nachgeben kann. Dementsprechend ist eine Verlegung von Haus-

¹⁴ Planer, welche gegen diese Vorschrift verstoßen, setzen sich damit Risiken von Regressforderungen aus, die sie verständlicherweise nicht bereit sind zu tragen.

¹⁵ Hierdurch wird die maximale Leistungsentnahme aus dem Netz entsprechend dem Anschlusswert des Gebäudes begrenzt. Dieser Anschlusswert bestimmt die Höhe des fixen Grundpreises für den Fernwärmebezug. In Dänemark wird der Grundpreis aus der beheizten Gebäudefläche berechnet. Eine Durchflussbegrenzung ist dort unbekannt.

¹⁶ PMR darf nur bis zu einer Vorlauftemperatur von 90°C eingesetzt werden.

anschlußleitungen bis zu einer Länge von 4-6m ohne Kompensation zulässig, in Dänemark dagegen bis zu 18m (in Finnland sogar bis zu 30m). Allein durch diese Unterschiede ergibt sich eine Halbierung der Kosten für den Hausanschluss (Winkens 1994). Dennoch ist in Dänemark die Schadenshäufigkeit geringer als in Deutschland.¹⁷ Auch in Deutschland wurden die Erfahrungen aus der dänischen Praxis inzwischen in einem Forschungsvorhaben aufgegriffen (AGFW 1998). Als Ergebnis der Untersuchungen wird eine vereinfachtes Verfahren zur statischen Berechnung des Rohrleitungsnetzes vorgeschlagen.

6.4.6.6 Baukosten

Wie schon lange bekannt, werden in Dänemark sehr günstige Verlegekosten erreicht (Winkens 1988). In Abbildung 6-20 werden mittlere deutsche Werte (AGFW, traditionelle Technik) mittleren dänischen Planungskosten (Forsyningskataloget 1988) gegenübergestellt. Die weiteren dargestellten Kostenkurven geben meist konkrete Erfahrungswerte von Stadtwerken mit besonders günstigen Verlegekosten wieder. Typischerweise unterscheiden sich die dänischen von den deutschen Kosten um einen Faktor 3. Bei den Hausanschlüssen ist der Unterschied sogar noch größer.

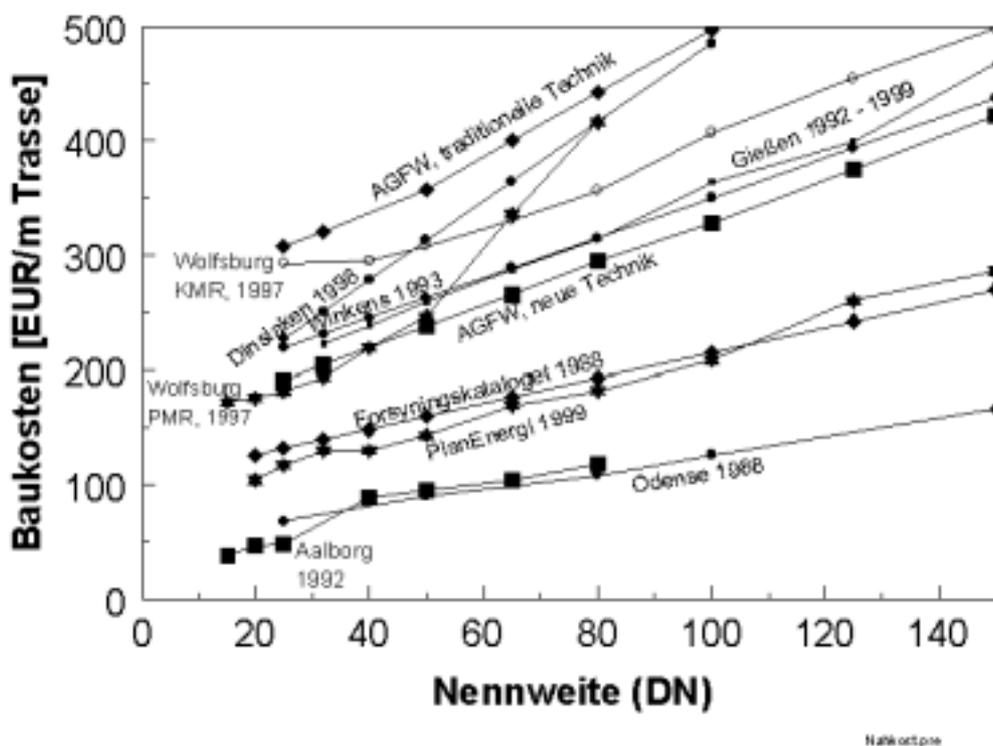


Abbildung 6-20: Vergleich der Baukosten für Fernwärmeleitungen in Deutschland und Dänemark.

¹⁷ Die Ursache hierfür dürften die in Dänemark gegenüber Deutschland geringeren und relativ konstanten Netztemperaturen sein.

Ein Teil der Ursachen wurde bereits in den Abschnitten „Organisatorische Verfahren“ und „Technische Regeln“ angesprochen. Eine Gewichtung der verschiedenen Ursachen oder gar eine vollständige Klärung der Kostendifferenzen gibt es bis heute nicht. Dementsprechend bleibt unklar, bis zu welchem Grad das dänische Vorbild auf Deutschland übertragbar ist.

6.4.6.7 Hausstationen

In Dänemark werden einfache und kostensparende Lösungen bevorzugt. Auf eine Fernüberwachung wird verzichtet und häufig wird auch heute noch anstelle eines Wärmemengenzählers eine einfache Wasseruhr eingesetzt.

In einigen der großen Fernwärmenetze (Kopenhagen, Kolding) ist der indirekte Anschluss vorgeschrieben. Wo die Wahl der Hausstation dem Kunden überlassen bleibt, dürfte der Anteil der direkten Anschlüsse bei über 99% liegen. In Malling bevorzugten von 1300 Anschließern (meist Einfamilienhäuser) nur 5 den indirekten Anschluss. Da beim direkten Anschluss das Heizungswasser aus der Heizzentrale direkt durch die Heizkörper fließt, ist ein Vertreter der Stadtwerke zugegen, wenn der Heizungsbauer die vorgeschriebene Druckprobe für die Heizkörper durchführt und die Verbindung zwischen dem Netz und der Kundenanlage herstellt.

6.4.6.8 Erfahrungen aus dem Ausland positiv aufnehmen

Ein wichtiger Erfolgsfaktor für die große Verbreitung von Fern- und Nahwärme in Dänemark ist zweifellos der hohe Heizölpreis von gut 0,5 EUR/l (o.MwSt.). Dieser alleine reicht aber zweifellos nicht aus, um die dänischen Erfolge auf diesem Gebiet zu erklären. Hinzu kommen die günstigen Verlegekosten, die historisch gewachsene Akzeptanz sowie eine konsistente Energiepolitik der dänischen Regierung.

Aus den Erfahrungen im In- und Ausland können folgende Schlussfolgerungen abgeleitet werden:

- Die für die Erzielung eines hohen Anschlussgrades unabdingbar notwendige Akzeptanz für Nahwärme wird meist von „oben“ her geschaffen, d.h. durch den Bürgermeister, sonstige lokal besonders einflussreiche Promotoren oder durch die überwältigende Mehrheit des Gemeinderates.
- Der Markt für Nahwärmesysteme ist nicht transparent. Es ist frühzeitig ein erfahrener Planer oder Contractor heranzuziehen, welcher das gesamte Projekt einschließlich Finanzierung überblickt.
- Die Wärmepreise sind zunächst der wichtigste Diskussionspunkt bei der in der Bevölkerung zu leistenden Überzeugungsarbeit. Für die Zufriedenheit der Kunden spielen sie aber letztendlich nur eine untergeordnete Rolle. „Zukunftssicherung für die

Kinder“ ist ein starkes Argument, vorausgesetzt die Nahwärme kostet nicht (viel) mehr.

- Bei der Realisierung hoher Anschlussgrade führen Ideenreichtum und innovative Konzepte und Kampagnen zum Erfolg.

Auch wenn der Betrieb von Nahwärmenetzen einer professionellen Führung bedarf, sollten die angeschlossenen Kunden an der Nahwärmegesellschaft beteiligt sein. Dies kann z.B. in einem Beirat mit starken Informationsrechten erfolgen. Dadurch kann Missverständnissen und Misstrauen effektiv vorgebeugt werden und der Freiraum für Maßnahmen, welche unter dem Strich allen nützen, können verständlich gemacht und damit leichter realisiert werden.

6.4.6.9 Maßnahmenkatalog für einen forcierten Nahwärmeausbau

In Deutschland gibt es in den größeren Städten zwar Fernwärmenetze und in kleineren Kommunen auch einige Nahwärmenetze, Letztere aber nahezu ausschließlich in Neubaugebieten oder als Nahwärmeinseln, welche sich um einige Großverbraucher gruppieren. Für flächendeckende Nahwärmeversorgungen im Altbaubestand gibt es - anders als in benachbarten EU-Ländern – nahezu keine Beispiele¹⁸. Es besteht noch großer Nachholbedarf. Die Umsetzung des in den vorhergehenden Abschnitten beschriebenen Strukturwandels wird nicht einfach sein und erfordert große Anstrengungen. In der Wendeszene Nahwärme ist beispielhaft beschrieben, wie dieser Weg beschritten werden kann. Den Kommunen und ihren politischen Vertretern kommt dabei eine besondere Rolle zu. Dies allein wird aber nicht reichen, sondern eine darüber hinausgehende politische Flankierung ist notwendig. Dies betrifft vor allem:

- Anfängliche finanzielle Zuschüsse zu den Nahwärmenetzen.
- Gesetzliche Klarstellungen in Gemeindeordnung (Zuständigkeitsbereich des Landes) und Baugesetzbuch (Bund und Länder), dass Klima- und Umweltschutz zu den Aufgaben der Gemeinde gehört.
- Akzeptanz von Nahwärme bei den Bürgern verbessern.
- Leitfaden als Informations- und Planungshilfe für lokale Entscheidungsträger erstellen.
- Bürgermeister von den übergeordneten Einrichtungen aktiv auf die Möglichkeiten von Nahwärme hinweisen.
- Förderbedingungen langfristig verlässlich gestalten.
- Keine Benachteiligung von Contractoren gegenüber Gemeinden beim Betrieb von Nahwärmesystemen.

¹⁸ Ausnahmen: Reit im Winkl und Taufkirchen in Bayern (erste Wärmelieferungen 1999/2000) und etwa vier ältere Beispiele in den neuen Bundesländern.

- Erfahrungsaustausch mit anderen Ländern fördern.
- Einrichten einer Heizkesselbörse.
- Verstärkte Entwicklung und Förderung grabenfreier Verlegemethoden

Wendeszene „Nahwärme für die Gemeinde Tannlicht“

Bürgermeister Wagemuth führt nun schon seit fast 30 Jahren die Geschicke der Gemeinde Tannlicht. Um seine Wiederwahl muss er sich keine Sorgen mehr machen, da er im nächsten Jahr in den Ruhestand gehen wird. Zu Beginn des Jahres 2024 wird er endlich wieder Zeit für einen ausgiebigen Urlaub haben. Aber die Wiederwahl war auch in den letzten Amtszeiten kein Thema mehr. Die entscheidenden Weichen wurden bereits in der zweiten Amtszeit gestellt. Damals, noch im vorigen Jahrhundert, wurde das umfassendste und teuerste Projekt in der Geschichte der Gemeinde gestartet. In der letzten Zeit wurde Wagemuth auffällig häufig nach seinen Erinnerungen aus dieser Zeit gefragt. Ob dies mit den Vorbereitungen zu seiner Abschiedsfeier zu tun hat?

Anlass für das große Projekt war ein Problem. Tannlicht war als hochgelegener Kurort beliebt und gut besucht. Jedes Jahr wurden mehr Abgase aus Auspuffen und Schornsteinen in die enge Talkessellage entlassen. An sonnigen, windstillen Wintertagen war bereits häufig eine Dunstglocke über dem Ort erkennbar und im Winter verlor der Schnee rasch seinen Glanz. Der Ruf und die Anerkennung als Kurort waren in Gefahr. Die Behörden waren bereits aufmerksam geworden und ein unbequemes Gutachten des Deutschen Wetterdienstes lag vor. Es wurde Zeit zum Handeln.

Damals traf Wagemuth die wichtigste Entscheidung seiner Dienstzeit. Nicht durch eine Einschränkung des innerörtlichen Autoverkehrs sondern durch eine Minderung der Emissionen aus den Schornsteinen sollte die Luft wieder zu ihrer ursprünglichen Reinheit zurückfinden. Und dabei sollte nicht nur der lokale Umweltschutz stimmen, sondern auch der globalen Klimaerwärmung durch die Nutzung erneuerbarer Energien entgegengewirkt werden. Holz, welches an den Hängen der umgebenden Berge im Überfluss wuchs, sollte als sauberer, klimaschonender und lokal verfügbarer Brennstoff für die Beheizung des Ortes genutzt werden. Das war die Vision.

Dass sich Visionen nicht ohne weiteres in die Wirklichkeit umsetzen lassen, war auch Wagemuth schon damals bekannt. Aber wenn er alle Hürden, die es zu überwinden galt, bereits von Anfang an gekannt hätte.... Hm ... Der Ort stünde heute nicht so gut da!

Zuerst galt es Mitstreiter zu gewinnen und die wichtigsten Verbraucher insbesondere die größten Hoteliers von dem Vorhaben zu überzeugen. Das war nicht ganz einfach:

„Holz macht Rauch. Dass weiß doch jeder seit seiner Kindheit. Wie soll da durch eine Umstellung von Öl auf Holz die Luft reiner werden?“

„Doch, das geht! Mit einem Holzheizwerk. Am Schornstein wird man nicht einmal erkennen können, ob der Heizkessel in Betrieb ist. Beispiele dafür gibt es in Österreich oder Südtirol.“

Aber die sind weit weg und hier ist Deutschland. Und dann braucht man noch ein Nahwärmenetz, an das sich möglichst jeder anschließen soll. Da werden die Probleme massiv: „Zu teuer!“ „Meine Heizung funktioniert noch sehr gut.“ „Wenn ich erst einmal angeschlossen bin, bin ich dem Heizwerk ausgeliefert.“ „Was passiert, wenn das Heizwerk in Konkurs geht oder wenn die Nahwärmeleitung bricht. Das kann ich meinen Gästen nicht zumuten.“

Widerspruch und Streit nutzen wenig, hat sich Bürgermeister Wagemuth damals gedacht und beständig auf die Vorzüge von Nahwärme hingewiesen. Zuerst natürlich auf den Nutzen einer sauberen Umwelt für den Tourismus und die Bettenbelegung. Aber auch auf die Platzersparnis durch die kleineren Übergabestationen in den ohnehin zu klein bemessenen Heizkellern und Lagerräumen. Auf den Vorteil, dass anstelle der Ölscheichs die lokale Holzwirtschaft Geld bekommt. Auf die Sicherheit einer ortsnahen Brennstoffversorgung und auf den Nutzen für das Weltklima. Und auch darauf, dass alle bisherigen Sorgen rund um den Heizkessel und die Brennstoffbeschaffung an das Heizwerk delegiert werden können. Der Kopf bleibt dann frei für andere Aufgaben, das Kerngeschäft eben.

Fast ein Jahr hat es gedauert, bis es einen positiven Stimmungsuntergrund im Ort gab, der es erlaubte, sich sowohl um finanzielle Zuschüsse der Landesregierung (die es damals noch gab) als auch flächendeckend für den Anschluss an das geplante Nahwärmenetz zu werben. Es gab zu dem gesamten Themenkreis mehrere Veranstaltungen mit bekannten Persönlichkeiten und Informationsmaterial wurde an jeden Haushalt verteilt. Zusätzlich wurde jeder Bürger, der dies wünschte, persönlich beraten – bei den größeren Wärmeabnehmern wurde mit besonderem Nachdruck akquiriert. Alle Bürger befürworteten Beiträge der Gemeinde zum Klimaschutz, aber bei den Beratungen blieb doch das Geld das wichtigste Thema.

In dieser Zeit war der Widerstand gegen das Projekt am größten. Es wurden – zunächst anonym – Flugblätter verteilt, welche die Befürchtungen der Bürger schürten. Das Zentrum des Widerstandes war bald entdeckt: Der örtliche Ölhändler mit seinen Angestellten und den zugehörigen Verwandten mit wohlfeilen Argumentationshilfen durch den zugehörigen Verband. Irgendwelche Negativbeispiele lassen sich immer finden. Aber ein erfahrener Bürgermeister kennt auch die Schwachstellen seiner Gewerbebetriebe. Und wenn die Sache es verlangt, ist er auch bereit, diese Kenntnisse zu nutzen. Völlig verstummte die destruktive Kritik aber erst, nachdem Ölhändler und Heizungsbauer mit kräftigen eigenen Einlagen der Kommanditgesellschaft beigetreten waren, welche zukünftig Holzheizwerk und Nahwärmenetz betreiben sollte.

Nicht nur innerhalb auch außerhalb des Ortes waren Hürden zu überspringen. Überraschend wurden von zuständigen Ministerium die Förderbedingungen verschärft. Für wenigstens 70% des im Förderantrag geplanten Anschlussgrades mussten schon vor

Baubeginn die Vorverträge von den betroffenen Hausbesitzern unterzeichnet sein. Außerdem mussten mindestens 75% des benötigten Eigenkapitals der Betreibergesellschaft von kleineren Unternehmen oder einzelnen Bürgern gezeichnet werden. Die Gemeinde, welche sich an die Spitze der Betreibergesellschaft stellte, musste gegen ihren Willen ihren finanziellen Anteil auf weniger als 25% begrenzen. Aufgrund dieser Auflagen mussten im Ort zusätzliche Unterstützer für das Projekt gewonnen werden, sei es als Anschließer, sei es als Geldgeber. Bei Baubeginn war so mehr als die Hälfte aller Haushalte direkt in das Projekt involviert.

Was zunächst als Schikane empfunden wurde, stellte sich aber im Nachhinein als sehr nützlich heraus. Die Tiefbaufirma, welche aufgrund des billigsten Angebots den Zuschlag für die Leitungsverlegung bekommen hatte, riss die Hauptstraße im Ort zwar zügig auf, aber dann stockten die Arbeiten. Damals stockte auch Wagemuth der Atem. Mitten in den schönsten Urlaubsmonaten musste der Verkehr wochenlang umgeleitet werden. Die folgenden Bauabschnitte wurden dann zwar von erfahreneren Firmen problemlos ausgeführt. Aber ohne die breite Unterstützung der gesamten Bevölkerung hätte diese Panne dem Ansehen des Bürgermeisters schweren Schaden zufügen können. Auch rückblickend hat Herr Wagemuth noch Verständnis für alle seine Kollegen, welche die Risiken bei der Umsetzung von Visionen scheuen.

Damit war die Problemphase aber endgültig überwunden. Gut vier Jahre nach den ersten Planungen wurde der Holzkessel zum ersten Mal angeheizt. Die Dunstglocke verschwand, der Schnee blieb strahlend rein, die Häuser und Hotels wurden mollig warm, die Kostenvorgaben waren eingehalten und, was besonders wichtig war, den Gästen gefiel es. Nun wünschten auch die letzten Zauderer angeschlossenen zu werden. Jetzt kam zwar der nachträgliche Anschluss deutlich teurer, aber Geld spielte auf einmal keine Rolle mehr.

Eine Reihe weiterer Vorteile festigten das Ansehen des Heizwerkes weiter. Der zentrale Rechner im Heizwerk erwies sich als effektiver Energieberater. Alle notwendigen Daten wie Temperaturen und Energieflüsse werden ihm per Fernwirkkabel aus jeder der vielen Übergabestationen in den Heizkellern automatisch zugeführt. So kann – natürlich freiwillig - erkannt werden, welche der angeschlossenen Gebäude einen unverhältnismäßig hohen Wärmebedarf haben und für Abhilfe gesorgt werden. Die Schulen liefern zu Beginn des Schuljahres ihre neuen Stundenpläne bei dem Heizwerk ab, von wo aus dann vom Rechner ferngesteuerte Einstellungen an der Übergabestation im Keller des Schulhauses vorgenommen werden, die dafür sorgen, dass Energieverschwendung aus Unachtsamkeit wenigstens außerhalb der Schulstunden unmöglich wird.

Insgesamt sind die Bürger des Ortes durch die gemeinsame Nahwärmeversorgung enger zusammengerückt, es gibt mehr Gemeinsames zu bereden. Jetzt zahlt sich aus, dass mehr als 75% des Kapitals aus der Gemeinde selber bereitgestellt wurden. Die Waldbauern liefern das Holz, welches die Hotels erwärmt. Selbst neu hinzugekommene Reibungsflächen wirkten sich günstig aus. Anlässlich von Klagen der Hoteliers über nach ihrer Ansicht zu hohe Brennstoffpreise bekamen umgekehrt die Waldbauern die Gelegenheit, die von den Hotelgästen in Wald und Wiese verursachten Schäden anzusprechen. Der schon lange schwelende Konflikt konnte so aufgearbeitet, ausgeräumt

und die Probleme unter Mitwirkung von Wagemuth zur allseitigen Zufriedenheit gelöst werden.

In der Welt ist es seit dem Bau des Holzheizwerkes nicht ruhiger geworden. Schon damals wurde befürchtet, dass Konflikte im mittleren und nahen Osten oder Störungen an den russischen Gaspipelines zu heftigen Schwankungen der Energiepreise führen könnten. Es war manches Mal ein gutes Gefühl zu wissen, dass im Ort trotz weltpolitisch angespannter Lage niemand befürchten muss, im Winter zu frieren. Inzwischen gehören die Heizkosten in Tannlicht zu den günstigsten in ganz Deutschland

Inzwischen ist Nahwärme deutschlandweit zu einer Selbstverständlichkeit geworden. Es hat zwar lange gedauert, bis auch andere Orte in nennenswerter Zahl sich zu dieser Art der zukunfts-offenen Wärmeversorgung entschlossen. Nachdem aber allseits die Vorzüge von Nahwärme verstanden waren, ging der weitere Zubau sehr rasch voran. Zuschüsse gab es dann zwar keine mehr, aber dies war auch nicht mehr nötig, da einerseits die konkurrierenden Preise für Öl und Gas gestiegen und andererseits die Kosten für den Bau von Nahwärmenetzen mit wachsender Erfahrung sehr stark gesunken waren. Auch heute noch werden weitere Ortschaften für die Nahwärme erschlossen. Manches ist inzwischen einfacher geworden. So erfolgt die Verlegung der Leitungen fast immer grabenfrei mit Hilfe von Bodenraketen oder Horizontalbohrungen. Straßen werden – wenn überhaupt – nur noch für einen Tag aufgerissen. Holzkessel werden kaum noch installiert, da alle überschüssigen Resthölzer bereits genutzt werden. Statt dessen kommt die Wärme aus tiefen Erdschichten oder aus großen Solaranlagen – häufig mit saisonalem Speicher.

Auch in Tannlicht hat sich seit der Inbetriebnahme des Heizwerkes einiges getan. Im Sommer kann der Kessel jetzt abgeschaltet werden, weil die Wärme für das Duschwasser von einer großen Solaranlage auf dem Dach der Heizzentrale bereitgestellt wird. Auch der alte Holzkessel wurde inzwischen gegen eine Anlage zur Holzvergasung ausgetauscht, sodass jetzt mit einem BHKW nicht nur Wärme sondern auch Strom erzeugt werden kann. Überlegungen sind im Gang, ob das BHKW, nachdem es auch in die Jahre gekommen ist, gegen eine noch effektivere Brennstoffzelle ausgetauscht werden soll. Waldlicht ist damit auch bei der Stromversorgung ziemlich unabhängig geworden von den Problemen in anderen Erdteilen, auf die die Einwohner kaum Einfluss haben.

Ja, die Rückerinnerung an die zweite Amtszeit gibt Anlass zur Zufriedenheit. Der Ort hat damals sein Geschick zu einem guten Teil selbst in die Hand genommen und die Jahre haben gezeigt, wie richtig es war, wenigstens bei der Heizung kein Spielball von Ereignissen in fernen Ländern zu bleiben.

Bürgermeister Wagemuth wird die kommende Abschiedsfeier genießen können.

6.5 Wärme aus erneuerbaren Energien in der industriellen Versorgung

Aufteilung des industriellen Prozesswärmebedarfs auf Temperaturklassen

Wärme wird nicht nur für die Beheizung von Gebäuden und Warmwasser benötigt, sondern auch für Produktionsprozesse. Am gesamten Wärmebedarf hat die von der Industrie benötigte Prozesswärme immerhin einen Anteil von etwa 30%. Ein großer Teil hiervon wird in Hochöfen und vergleichbaren Anwendungen benötigt und ist damit für den Einsatz von erneuerbaren Energien nicht geeignet. Gut geeignet für erneuerbare Energien ist der Temperaturbereich bis etwa 150 °C, in welchem ungefähr 24% des industriellen Prozesswärmebedarfs anfällt. Der Rest kann entweder über die Verwendung von biogenen Energieträgern oder Wasserstoff erschlossen werden. Im Nachhaltigkeitsszenario ist der regenerative Anteil an der Abdeckung des Prozesswärmebedarfs dennoch insgesamt sehr gering. Das Erschließen dieses Bereiches stellt aber einen wichtigen Schritt dar, wenn über 2050 hinaus weitergehende Treibhausgasreduzierungsziele erschlossen werden sollen.

Prozesswärme aus Solarkollektoren

Für die Prozesswärmeerzeugung bis 150 °C gibt es technologische Neuerungen auf dem Kollektormarkt. Dazu gehören Vakuumkollektoren, welche durch eine Verspiegelung die Solarstrahlung konzentrieren und so höhere Temperaturen erreichen können. Da die Verspiegelung innerhalb der evakuierten Röhre aufgedampft ist, ist ein Erblinden nicht zu befürchten. Auch im Bereich der Rinnenkollektoren, welche bisher vorwiegend für die Stromerzeugung in südlichen Ländern eingesetzt wurden, gibt es kostengünstige Neuentwicklungen, welche sich für die Prozesswärmeerzeugung in Deutschland eignen.

Es ist naheliegend, dass besonders die Kollektorindustrie ihre selbst erzeugten Produkte auch für die eigene Energieversorgung einsetzen. Die „Solarfabrik Freiburg“, welche PV-Module produziert, erzeugt bereits ihren gesamten Energiebedarf aus Rapsöl und Photovoltaik. Diesem Beispiel folgt jetzt auch die Kollektorindustrie. Im Norden Braunschweigs wurde im Mai 2002 ein großes Produktions- und Bürogebäude bezogen, welches für die Produktion von jährlich 50 000 Kollektoren sowie dazu passender Speicher und Brennwärmtank ausgelegt ist. Der gesamte Energiebedarf des Gebäudes wird vollständig aus erneuerbaren Energien gedeckt. Ein Kollektorfeld mit einer Fläche von 150 m² trägt zur Wärmeversorgung des sehr gut gedämmten Gebäudes bei. Zu den bemerkenswerten kostensparenden Ideen des preisgekrönten Baus gehört, dass der ohnehin vorhandene Sprinklertank auch als Pufferspeicher für die Solaranlagen genutzt wird. Da er innerhalb des Gebäudes aufgestellt ist, dient er so gleichzeitig als Strahlungsheizung (ISE 2002).

Wie häufig in den metallverarbeitenden Betrieben wird auch in der neuen Fabrik selber praktisch keine Prozesswärme benötigt. Größerer, mit Kollektoren zu deckender Prozesswärmebedarf fällt dagegen in den Anwendungsbereichen Waschen, Trocknen und Kochen an. Für eine solare Prozesswärmeversorgung geeignete Objekte sind dementsprechend besonders in der Lebensmittelindustrie (Molkerei, Getränkeherstellung)

zu finden. Hier sind derzeit mehrere Projekte in Planung. Die besten Chancen für die Realisierung einer Anlage bestehen für die Brauerei des Klosters Andechs, dem beliebten Ausflugsziel vor den Toren Münchens. Mit einigen hundert Quadratmetern Kollektorfläche wird hier die Lauge für die Reinigung der Flaschen auf 85°C aufgeheizt werden. Trotz der gegenüber solaren Brauchwasseranlagen hohen Betriebstemperatur kann dabei mit hohen Erträgen gerechnet werden, da weder Speicher noch aufwändige Verteilnetze notwendig sind. Die solaren Wärmekosten werden entsprechend gering sein.

Bis heute gibt es im deutschsprachigen Raum nur wenige Solaranlagen zur Bereitstellung von Prozesswärme. Aber die guten Erfahrungen mit derartigen Anlagen reichen teilweise sehr weit zurück. Die 400 m² Röhrenkollektoren auf dem Flachdach der Getränkefabrik Rimuss in Hallau, Kanton Zürich, funktionieren seit 20 Jahren so gut wie am ersten Tag. Die Anlage arbeitet automatisch, nahezu unbemerkt und benötigt kaum Wartung. Insbesondere an den, damals noch aufgrund der geringen Stückzahlen von Hand gefertigten Vakuumröhren trat bisher kein Defekt auf. Zumindest für den unteren Bereich des Prozesswärmebedarfs lässt dies für die Zukunft beträchtliche – in den Szenarien noch nicht ausgeschöpfte – Entwicklungsmöglichkeiten offen.

Prozesswärme aus Geothermie und Biomasse

Die Temperatur der Wärme aus hydrothermalen Lagerstätten ist zu gering für die meisten Anwendungen in der industriellen Produktion. Mit der Hot Dry Rock-Technik (s. Kapitel 6.2.4.1) oder tiefreichenden Erdsonden kann das notwendige Temperaturniveau erreicht werden. Bisher werden derartige Anlagen aber nur für die Stromerzeugung geplant.

Biomasse wird auch heute schon häufig in der Holzverarbeitenden Industrie einschließlich der Papierherstellung energetisch genutzt, auch zur Bereitstellung von Prozesswärme. Gut erreichbar sind Temperaturen bis etwa 500 °C. Der Prozesswärmebedarf ist allerdings in dem Temperaturintervall zwischen 150 und 500 °C vergleichsweise gering.

Das bei der Verbrennung von Holz erreichbare hohe Temperaturniveau wird bevorzugt zur Stromproduktion genutzt, häufig in KWK-Anlagen. Dabei fällt Wärme als Nebenprodukt auf einem Temperaturniveau an, welches meist zu gering für die Nutzung in Produktionsprozessen ist, aber für die Beheizung von Gebäuden ausreicht.

Für den hohen Temperaturbereich bleibt letztendlich die indirekte regenerative Option von Wasserstoff (bereitgestellt über die Elektrolyse, die mit Strom aus erneuerbaren Energien gespeist wird).

7 Neue Wege im Verkehr

Der Bereich Verkehr trägt heute zu 22% zu den energiebedingten CO₂-Emissionen bei (Stand 1999). Sein Anteil am Endenergieverbrauch liegt derzeit bei knapp 30% und damit um mehr als 10 Prozentpunkte höher als noch 1980. Neben den Haushalten ist der Verkehr der einzige Sektor, der in den 90er Jahren einen Anstieg der CO₂-Emissionen verzeichnete. Zwischen 1990 und 1999 haben die verkehrsbedingten CO₂-Emissionen um 15 Mio. t/a, d. h. um mehr als 8% zugenommen. Die absolute Zunahme des CO₂-Ausstoßes in den Haushalten war im gleichen Zeitraum lediglich halb so groß. Somit ist der Verkehrsbereich derjenige Verbrauchssektor, der den Bestrebungen einer wirksamen Treibhausgasminde- rung am deutlichsten entgegensteht.

Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung können die für eine nachhaltige Entwicklung notwendigen Veränderungen im Bereich des Verkehr nicht im Detail betrachtet werden. Insbesondere bleiben viele spezifisch verkehrswirtschaftliche Fragen offen, wie sie beispielsweise im Kapitel „Nachhaltige Mobilität“ in der UBA-Studie Nachhaltiges Deutschland thematisiert werden. Es wird jedoch der Versuch unternommen, die Entwicklung des Verkehrs als wichtigen, an Bedeutung sogar zunehmenden, Energienutzungs- bereichs aus energiewirtschaftlicher Sicht zu beschreiben und in die Gesamtbe- trachtung zu integrieren.

7.1 Verkehr und Status Quo: erst mittelfristig Entlastung zu erwarten

Für die Entwicklung des Energieverbrauchs im Verkehr ist die Veränderung der Ver- kehrsleistung einer der wesentlichen Bestimmungsparameter. Abschätzungen über deren zeitliche Entwicklung sind, basierend auf den parallel durchgeführten Arbeiten der Enqu- ête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“, in Abbildung 7-1 aufgeführt. Danach steigt die Personenverkehrsleistung bis zum Jahr 2020 zunächst an, um dann infolge rück- läufiger Bevölkerungszahlen bis zum Jahr 2050 wieder abzusinken. Dagegen wird für die Güterverkehrsleistung ein stetiger, sich nach 2010 sogar beschleunigender Anstieg erwar- tet. Die wesentlichen bestimmenden Faktoren können wie folgt zusammengefaßt werden:

Personenverkehr:

- Die Verkehrsleistung pro Kopf steigt weiter an. Langfristig wird der Anstieg aufgrund von Sättigungstendenzen gebremst.
- Die mittlere Durchschnittsgeschwindigkeit steigt bei begrenztem Mobilitätszeitbudget mittelfristig noch an (starkes Wachstum von Luftverkehr und High Speed Rail). Auf lange Sicht ist bei den Durchschnittsgeschwindigkeiten mit nur noch geringen Erhö- hungen zu rechnen. Bei einem seit vielen Jahren empirisch nachgewiesenen etwa gleichbleibendem Zeitaufwand für Mobilität erhöht sich entsprechend die Verkehrs- leistung pro Kopf.

- Der Freizeitverkehr nimmt weiter zu. Eine Rolle spielt hierbei auch der sich langfristig stark verändernde Altersaufbau der Bevölkerung.

Daraus ergibt sich ein Wachstum bei den (Fernverkehr-)Bahnen und beim Luftverkehr, wobei zum Ende des Betrachtungszeitraumes die Bahnen schneller wachsen als der Luftverkehr. Der ÖSPV weist eine absolut konstant bleibende Personenverkehrsleistung auf. Der Rückgang der gesamten Personenverkehrsleistung ab 2030 geht zu Lasten des MIV.

Güterverkehr:

- Die Intensität der Arbeitsteilung nimmt national wie international langfristig weiter zu. Dies führt unmittelbar zu einer Steigerung des Güterverkehrs.
- Die Entwicklung des Straßengüterverkehrs ist mit leicht fallender Tendenz mit der Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts korreliert. Der Anteil an der gesamten Güterverkehrsleistung bleibt jedoch konstant (Vor- und Nachlauf von Fernverkehrsfahrten).
- Für den Güterfernverkehr wird angenommen, dass die Transportintensität - gemessen am Nettoproduktionswert des Verarbeitenden Gewerbes - bis etwa 2020 verlangsamt ansteigt. Der Grund hierfür ist die zunehmende Intensivierung der Arbeitsteilung. Langfristig wird ein moderater Rückgang der Transportintensität unterstellt. Die Steigerung der Wertdichten und die Gewichtsreduktion der Güter kompensieren die Intensivierung der Arbeitsteilung dann über.
- Bezogen auf das BIP resultieren daraus nach 2030 rückläufige Transportintensitäten. Verstärkt wird dieser Effekt durch die zunehmenden Bedeutung des Dienstleistungssektors.
- Bahn und Schiff weisen absolut gesehen starke Zuwächse auf. Während die Bahn hier auch anteilig gewinnt, geht der Anteil der Schifffahrt im selben Ausmaß zurück. Der Straßengüterfernverkehr wächst entsprechend der gesamten Güterverkehrsleistung.

Rund 70% des Energieeinsatzes im Verkehrsbereich ist heute (Stand 1999) auf den Personenverkehr zurückzuführen. Den Hauptanteil am Energieverbrauch des Personenverkehrs hält wiederum der motorisierte Individualverkehr (MIV). In den letzten Jahren hat dieser bedingt durch einen weiteren Anstieg der Verkehrsleistung noch deutlich zugenommen. Für die nächsten Jahre ist zu erwarten, dass die Verkehrsleistung pro Kopf weiter ansteigen wird. Langfristig wird der Anstieg aber aufgrund von Sättigungstendenzen gebremst werden. Unter Trendbedingungen wird davon ausgegangen, dass der Zuwachs des durch den MIV bedingten Energieeinsatzes in den nächsten zehn Jahren gestoppt werden kann und die weiter wachsende Verkehrsleistung (allein zwischen 1999 und 2010 um mehr als 14%) durch Steigerungen der fahrzeugspezifischen Effizienz ausgeglichen werden können. Im Zeitraum danach wird das fortgesetzte Wachstum der Verkehrsleistung sogar durch die weiterhin steigende Effizienz überkompensiert. Von 1999 bis 2020 kommt es durch stetige Verbesserungen der Fahrzeugtechnik zu einer erheblichen jährlichen Verringerung der Energieintensität von PKW um 1,5%/a. Der spezifische Verbrauch sinkt in diesem Zeitraum dabei um fast 30%, der absolute Energieverbrauch allerdings nur um knapp 9%.

Nach 2020 macht sich dann der Rückgang der Verkehrsleistung infolge rückläufiger Bevölkerungszahlen deutlich bemerkbar.

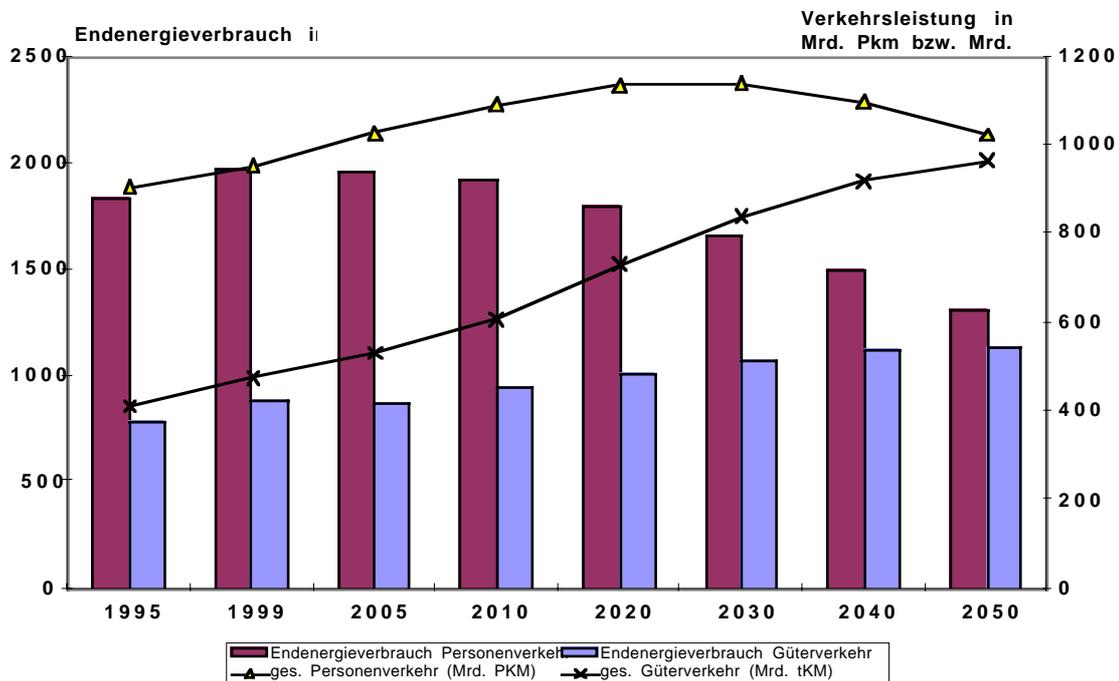


Abbildung 7-1: Entwicklung von Verkehrsleistung und Energieverbrauch unter Status Quo Bedingungen (Verkehrsleistung nach Analyseraster Enquête-Kommission, ansonsten Prognos/EWI 1999 und eigene Fortschreibung)

Deutlich höhere Zuwachsraten als bei der Personenverkehrsleistung werden für den Güterverkehr erwartet. Nach den vorliegenden Prognosen ist bis zum Jahr 2050 vor einer mehr als Verdoppelung des Transportaufkommens auszugehen. Der Endenergieanteil des Güterverkehrs am gesamten Verbrauch des Verkehrssektors wird sich deshalb von heute rund 30% in den nächsten Jahrzehnten beträchtlich erhöhen und demjenigen des MIV deutlich annähern

Der durchschnittliche Verbrauch von Pkw (mittlerer Fahrzeugbestand) mit Otto-Motor reduziert sich eigenen Annahmen zufolge¹ unter Status Quo-Bedingungen im Mittel von 9,2 l/100 km im Jahr 1999 auf 6,7 l/100 km im Jahr 2020 und 5,4 l/100 km (4,5 l/100 km) im Jahr 2030 (2050). Bei den neuen Diesel-Pkw wird ein ähnlich starker Rückgang unterstellt. Von 7,1 l/100 km auf 5,2 l/100 km im Jahr 2020 und 4,5 l/100 km (3,8 l/100 km) im Jahr 2030 (2050).² Bei einer angenommenen Besetzung von etwa 1,44 Personen pro Fahr-

¹ Detaillierergebnisse der Berechnungen von Prognos/IER zu den Enquête-Szenarien lagen bei der Erstellung der Endfassung dieser Untersuchung noch nicht vor.

² Trotz des geringeren spezifischen Verbrauchs von 14% bis 20%, den der Diesel- im Trendszenario gegenüber dem Ottoantrieb hat, sind dessen ökologische Vorteile nur gering. Diesel ist um 12% schwerer als Benzin und enthält zudem etwa 2% mehr Kohlenstoff pro Energieeinheit. Dies führt dazu, dass die CO₂-Emissionen der Diesel-Pkw im Durchschnitt nur um 3% bis 5% geringer sind als die der Otto-Pkw. Bei den genannten Rückgängen der spezifischen Verbräuche fällt dies kaum ins Gewicht, so dass im Weiteren auf eine Unterscheidung zwischen Benzin- und Dieselantrieben verzichtet wird. Gleiches gilt für die in BMWi (1995) beschriebene Einführung von Gas- und elektro-

zeug ergibt sich eine Minderung von rund 2.100 kJ/Pkm im Jahr 1999 auf 1.160 kJ/Pkm im Jahr 2030. Im Luftverkehr sinkt die Energieintensität bis zum Jahr 2020 zunächst um jährlich fast 1%, danach jedoch nur noch mit geringeren Werten. Für die Eisenbahn und den ÖSPV werden mit durchschnittlich 0,4%/a bzw. 0,3%/a im Zeitraum bis zum Jahr 2020 deutlich geringere jährliche Minderungen angenommen.

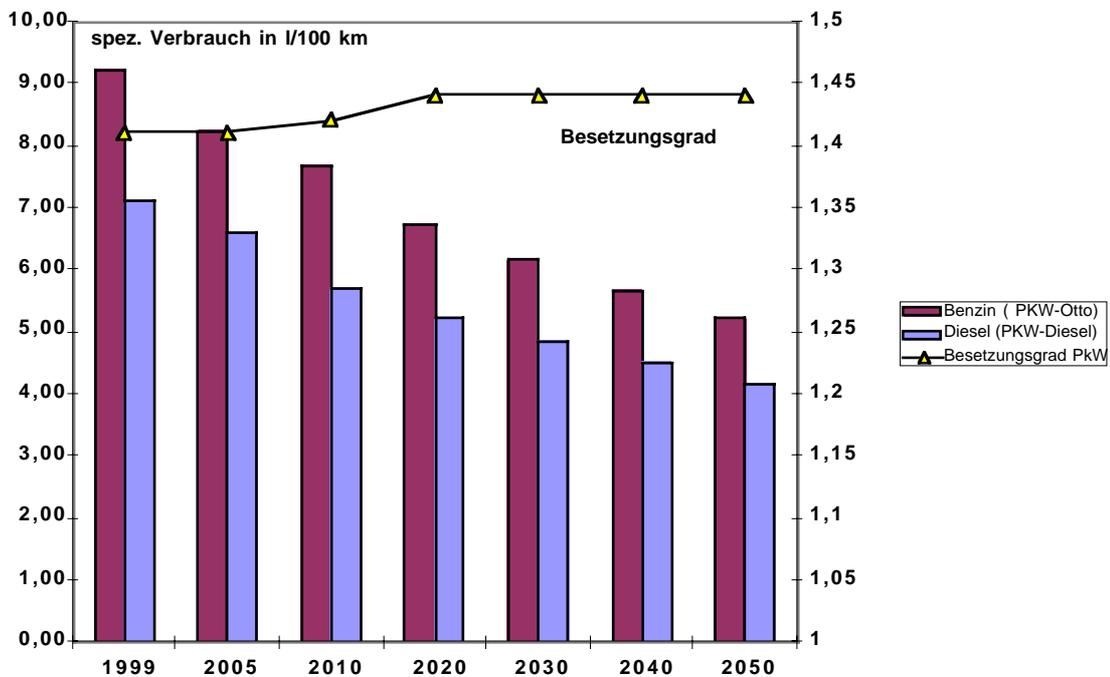


Abbildung 7-2: Entwicklung der spezifischen Verbräuche von PKW im Status Quo (Prognos/EWI 1999, eigene Fortschreibung)

Unter den genannten Prämissen (sukzessive Effizienzsteigerungen, Entwicklung der Verkehrsleistung) könnte der verkehrsbedingte Endenergieeinsatz erstmals nach dem Jahr 2010 leicht absinken und sich bis zum Jahr 2050 auf rund 66% des heutigen Niveaus reduzieren. Im Jahr 2050 liegt der Gesamteinsatz von Kraftstoffen im Personenverkehr um knapp 40% unterhalb des heutigen Niveaus³. Trotz der auch beim Güterverkehr zu erwartenden Verbesserungen der Fahrzeugtechnik ist somit der massive Anstieg der Güterverkehrsleistung der entscheidende Wachstumsfaktor. Im Jahr 2050 liegt der Energieverbrauch in diesem Einsatzfeld um fast 28% höher als heute.

Der Anteil aus heutiger Sicht alternativer Kraftstoffe steigt im Zeitverlauf nur langsam an, von heute gerade einmal 0,05% auf rund 1,1% im Jahr 2020. Am Ende des Betrachtungs-

motorisch betriebenen Pkw- und Lkw. Auch um eine bessere Vergleichbarkeit mit anderen Verkehrsmitteln zu gewährleisten, wird der spezifische Verbrauch der Pkw im weiteren in kJ/Pkm angegeben. Dabei wird eine Besetzung von ca. 1,4 Personen pro Pkw zu Grunde gelegt.

³ Zu vergleichbaren Ergebnissen kommen auch neuere Untersuchungen der Mineralölwirtschaft. Shell geht in seiner neuen Marktstudie von einem Rückgang des Kraftstoffverbrauchs des motorisierten Individualverkehrs von 30 bis zu 40% bis zum Jahr 2020 aus. (Shell 2001). Vergleichbares gilt auch für die Esso Energieprognose 2000.

zeitraumes (d. h. im Jahr 2050) decken Biodiesel, Erdgas und Wasserstoff zusammen 5,5% des Kraftstoffbedarfs. Vor allem Wasserstoff kommt unter Trendbedingungen auch im Jahr 2050 noch eine reine Nischenfunktion zu.

7.2 Die Möglichkeiten nutzen: Verkehr und Nachhaltigkeit

Selbst wenn mittel- bis langfristig vor allem aufgrund der rückläufigen Bevölkerungszahl eine Entlastung im Bereich Verkehr zu erwarten ist, sind aus der Sicht der Gesamtanforderungen an eine nachhaltige Energieversorgung bereits früher nennenswerte Maßnahmen zur Senkung des CO₂-Ausstoßes im Verkehr notwendig. Hierfür stehen mit der Erhöhung der Effizienz der Antriebe, fahrzeugtechnischer Maßnahmen, der Verwendung klimaverträglicher Kraftstoffe, der Verkehrsverlagerung (d. h. der Veränderung des modal splits) und der Verkehrsvermeidung verschiedene Möglichkeiten zur Verfügung.

Bei den genannten Optionen ist klarzustellen, dass es sich hierbei nicht um eine Trennung prinzipieller Art handelt. Selbstverständlich können die verschiedenen Handlungsoptionen miteinander verknüpft werden und sollten dies im Sinne einer zielorientierten Vorgehensweise für den Klimaschutz auch. Es macht also keinen Sinn, wie dies in verschiedentlichen öffentlichen Darstellungen geschehen ist, die eine Option gegen die andere auszuspielen. Auch gibt es keinen Grund dafür, die Hände in den Schoß zu legen, wenn Erfolge in einzelnen Bereichen erzielt worden sind. So gehören Effizienzsteigerung und Anwendung alternativer Antriebe/Kraftstoffe im Verkehr untrennbar zusammen. Die Optimierung der Fahrzeugtechnik bei möglichst weitgehender Reduzierung des Energieverbrauchs ist für die Anwendung neuer Kraftstoffe wegen der unvermeidlichen Verluste in der vorgelagerten Prozesskette und der nur begrenzten Verfügbarkeit günstiger klimaverträglicher Quellen für deren Bereitstellung eine ganz essentielle Voraussetzung. Zudem besteht hinsichtlich des Einsatzes erneuerbarer Energien ein Konkurrenzverhältnis zu anderen Sektoren, insbesondere dem Bereich der Stromerzeugung, wo mittelfristig bezogen auf einen bestimmten Einsatz erneuerbarer Energien auch der höhere CO₂-Minderungseffekt zu erzielen ist.

Im Effizienzscenario werden in erster Linie die Möglichkeiten der Verringerung des spezifischen Energieverbrauchs umgesetzt. Hierzu gehören einerseits fahrzeugtechnische Maßnahmen, d. h. vor allem die Verringerung von Luft- und Rollwiderstand und die Reduzierung des Gewichtes des Fahrzeugs durch die Verwendung von leichten, trotzdem aber hinreichende Sicherheit versprechenden Materialien. Andererseits ergeben sich antriebsseitig Möglichkeiten der Effizienzsteigerung durch die Verwendung von Motoren mit höheren Wirkungsgraden. Dies trifft z. B. auf Motoren mit Direkteinspritzung oder Turboladern zu. Nicht zuletzt dürften zukünftig auch Brennstoffzellen zur antriebsseitigen Effizienzsteigerung beitragen können.

Auch die mittlere Auslastung der Fahrzeuge wirkt sich auf den Energieverbrauch aus. Aus Effizienzgesichtspunkten ist ein übermäßiger Betrieb in unteren Teillastregionen zu vermeiden. Fahrzeuge, die auf eine hohe Antriebsleistung und Endgeschwindigkeit ausgelegt sind, diese aber nur selten abrufen, führen zu unnötigen Energieverlusten. Gerade in den

vergangenen Jahren hat dieser Effekt, der zum Teil auch auf die Verwendung immer schwererer und größerer Fahrzeuge zurückzuführen ist, Effizienzsteigerungen an anderen Stellen nicht selten überkompensiert. Letztlich ist auch das Fahrverhalten für den resultierenden Energieverbrauch bedeutsam. Niedertourige und vorausschauende Fahrweise (z. B. frühzeitiges Wegnehmen des Gases vor Ampeln zur Verkürzung des aktiven Abbremsens) sind damit auch Bestandteil des Effizienzzenarios.

Im Nachhaltigkeitsszenario liegt der Fokus neben der Effizienzsteigerung (durch Verwendung von Leichtbaufahrzeugen gekoppelt mit einer verbrauchssparenden Fahrweise) auch auf einem sukzessiven aber noch verhaltenen Einstieg in neue Kraftstoffe und eine Veränderung des Modal splits durch eine in etwa Verdopplung des Anteils der Bahn und des ÖSPV gegenüber Status Quo Bedingungen.

Eine Veränderung der Güter- oder Personenverkehrsleistung wird nicht unterstellt, allerdings führt eine Erhöhung der Auslastung der LKW gegenüber Status Quo Bedingungen um 5% bis zum Jahr 2010 und um 15% bis zum Jahr 2030 durch den Einsatz moderner Logistiksysteme zu einer insgesamt deutlichen Reduzierung der Fahrleistung der LKW. Darüber hinaus wird angenommen, dass die privaten Verbraucher durch die im Nachhaltigkeitsszenario stärker ausgeprägte Einsparphilosophie von sich aus stärker auf sparsamere Fahrzeuge übergehen (leichtere und kleinere Autos).

Die Möglichkeiten der Verkehrsvermeidung sind im Bereich des Personenverkehrs in den hier vorgenommenen Kalkulationen zunächst nicht explizit betrachtet worden, obwohl (angeregt durch einen allgemeinen Bewußtseinswandel und neue Mobilitätskonzepte im Nachhaltigkeitsszenario) diesbezüglich zahlreiche Möglichkeiten gegeben sein dürften (vgl. Kapitel 7.6). Durch diese Vorgehensweise, bestimmte Optionen bewusst nicht auszuschöpfen, liegen die ausgewiesenen Ergebnisse auf der sicheren Seite. Der verbleibende Handlungsspielraum ist also größer als die Ergebnisse dies zunächst vermuten lassen. Allerdings sind die Maßnahmen der Verkehrsvermeidung quantitativ schwierig zu erfassen. Bei diesen Maßnahmen geht es nicht darum, die Mobilitätsbedürfnisse einzuschränken, sondern darum, das Ausmaß, insbesondere des motorisierten Individualverkehrs (MIV), das zu dessen Abdeckung notwendig ist, zu begrenzen. Verkehrsvermeidung kann z. B. durch eine Siedlungsstruktur ermöglicht werden, die auf kurzen Wegen zwischen Arbeits-, Wohn- und Erholungsraum aufbaut. Dies gilt gleichermaßen für eine Verstärkung der regionalen Produktions- und Absatzstrukturen, also Maßnahmen, die die Politik des „Einkaufens auf der grünen Wiese“ der 80er und zum Teil auch 90er Jahre versuchen zu korrigieren. Verkehrsvermeidung kann aber auch durch eine bessere Auslastung der Fahrzeuge realisiert werden. Unter Status Quo Bedingungen erhöht sich der Besetzungsgrad im MIV bisherigen Abschätzungen zufolge nur unwesentlich von heute 1,41 auf etwa 1,44 im Jahr 2050. Realistischerweise kann der Verkehrsvermeidung ein Potenzial von mindestens 5 bis 10% der derzeitigen Verkehrsleistung (Personenverkehr) um 5 bzw. 10% zugeschrieben werden (Pfahl 2000).

7.2.1 Effizienterer Antrieb in allen Bereichen

Personenverkehr (Motorisierter Individualverkehr)

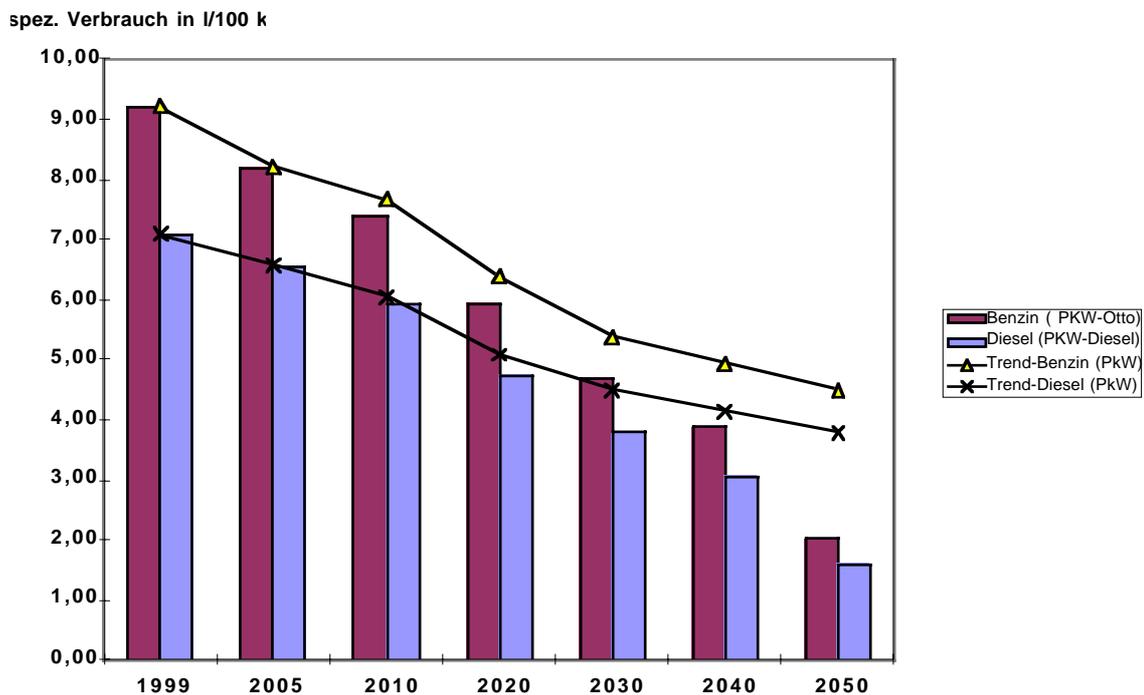
Trotz der bereits deutlichen Verbesserungen der Fahrzeugeffizienz unter Status Quo Bedingungen trägt der motorisierte Individualverkehr im Trend auch im Jahr 2010 noch mit mehr als 50% zum Energieverbrauch des Verkehrs bei. Vor diesem Hintergrund liegt es nahe im Rahmen einer Nachhaltigkeitsstrategie bei der Verringerung der verkehrsbedingten CO₂-Emissionen hier einen besonderen Schwerpunkt zu setzen, zumal das technische Potenzial mit den im Trend erreichten Werten bei weiten noch nicht ausgeschöpft ist. In den meisten Studien werden Verbrauchssenkungen von mehr als 50% in wenigen Jahren für möglich gehalten, d. h. für Otto-Pkw Werte unter 5 l/100 km. Im Trendszenario wird dieser Wert im Bestand erst nach 2040 erreicht. Langfristig sind aber auch Verbräuche von unter 3 l/100km oder sogar 2 l/100 km auch für Mittelklassewagen mit hinreichendem Leistungs- und Fahrkomfort, darstellbar. Hierfür wäre allerdings ein radikaler Wandel innerhalb der Automobilindustrie zu einem „Leichtfahrzeugbau“ nötig, denn solche Automobilkonzepte basieren auf teilweise neuen Komponenten und Fertigungstechnologien (z. B. konsequenter Leichtbau durch faserverstärkte Kunststoffe sowie die Leichtmetalle Aluminium und zusätzlich auch das noch leichtere Magnesium⁴) sowie neuen elektromotorischen Antriebssystemen (z. B. Brennstoffzelle oder Hybridantriebe). Solche tiefgreifenden Veränderungen sind daher nicht innerhalb eines Jahrzehnts denkbar, wohl aber innerhalb von 30 oder 40 Jahren.

Für eine Abschätzung der Minderungspotenziale im Nachhaltigkeitsszenario wird davon ausgegangen, dass sich der durchschnittliche Verbrauch der Fahrzeugflotte, d. h. des Fahrzeugbestandes bis zum Jahr 2030 auf (effektiv) 4,7 l/100 km bei Benzin-Pkw und 3,8 l/100 km bei Diesel-Pkw reduzieren lässt, wozu sowohl eine effizientere Technik als auch eine verbrauchsmindernde Fahrweise beitragen. Voraussetzung wäre, dass der ursprüngliche Vorschlag der EU-Kommission, den Flottendurchschnitt auf 120 g/km im Normzyklus zu senken, spätestens im Jahr 2005 eingeführt wird. Bis zum Jahr 2050 ist dann eine Absenkung des Durchschnittsverbrauchs im Fahrzeugbestand auf 2,0 l/100 km für Benzin- und 1,6 l/100 km für Diesel-Pkw denkbar. Gegenüber dem heute erreichten Ausgangsniveau erfordert dies eine jährliche Verbesserung des spezifischen Verbrauchs von knapp 3%/a. Dieser Prozess kann noch beschleunigt werden, wenn im Sinne einer allgemeinen Klimaschutzphilosophie die Verkehrsteilnehmer verstärkt auf weniger hochmotorisierte (und damit sparsamere) Fahrzeuge umschwenken, ein Effekt, der sich auch im Trend in den nächsten Jahrzehnten verstärken wird (relative Zunahme älterer und weiblicher Verkehrsteilnehmer).

Für motorisierte Zweiräder werden Minderungen proportional zu denen im Pkw-Bereich angenommen. Gegenüber Trendbedingungen heißt dies langfristig noch einmal eine Minderung der spezifischen Verbräuche um mehr als 50%.

⁴ Komplexe Magnesiumbauteile werden heute beispielsweise schon beim Bau der Heckklappe des Lupo 3l TDI von Volkswagen verwendet.

Abbildung 7-3: Entwicklung der spezifischen Verbräuche von PKW (durchschnittlicher Verbrauch im Fahrzeugbestand) im Nachhaltigkeitsszenario



Güterverkehr

Hauptenergieverbraucher beim Gütertransport ist der Straßengüterverkehr. Für diesen wird angenommen, dass bis zum Jahr 2020 eine deutliche Reduktion von ca. 27% des Energieverbrauchs gegenüber der Trendentwicklung möglich ist. Hierzu tragen neben der Verringerung der fahrzeugspezifischen Verbräuche auch die Vermeidung und indirekte Verlagerung von Verkehrsleistung bei. Durch eine Verringerung von Roll- und Luftwiderstand, die Verringerung des Fahrzeugleergewichtes und die Verbesserung am Antriebsstrang wird eine jährliche Effizienzsteigerung der Güterfahrzeuge von 1 bis 2%/a für möglich gehalten, unter Status Quo Bedingungen wird davon nur 0,5%/a ausgeschöpft. Da der größte Anteil des Frachtverkehrs mit Fahrzeugen realisiert, die nicht älter als 5 Jahre sind, können diese Verbesserungen auch schnell in der Flotte umgesetzt werden. Die Fahrzeugleistung verringert sich durch den Einsatz moderner Logistiksysteme bis zum Jahr 2010 (2030) gegenüber der Trendentwicklung aufgrund der besseren Auslastung und der verringerten Leerfahrten der Lkw um bis zu 5% (15%). Weitere geringere Veränderungen können durch die Verlagerung von Verkehrsleistung auf die Bahn erreicht werden, was dieser einen zusätzlichen Wachstumsimpuls ermöglicht. Aufgrund der hierzu fehlenden Informationen ist dieser Aspekt hier aber nicht berücksichtigt worden.

Die Möglichkeiten einer Effizienzsteigerung der Fahrzeuge sind hier geringer als beim Pkw. Die zugrunde gelegte Annahme liegt bis zum Jahr 2020 bei einer Verringerung der spezifischen Verbräuche um 10% gegenüber der Trendentwicklung, bis zum Jahr 2030 (2050) bei einem Potenzial von 15% (40%). Der spezifische Verbrauch der LKW sänke damit von 1999 bis zum Jahr 2030 um 26%. Unter Einbeziehung der verbesserten Auslas-

tung ergibt sich eine Reduzierung des spezifischen Energieeinsatzes pro tkm um mehr als 55%. Insgesamt ist eine stetige Verbesserung des spezifischen Verbrauchs auch bei den Nutzfahrzeugen von jährlich rund 1,5%/a möglich. Vergleichbare Effizienzsteigerungsraten sind auch für Diesellokomotiven und auch Schiffe realisierbar, die allerdings bezogen auf den gesamten Energieverbrauch des Güterverkehrs nur einen im Vergleich zu den LKW geringeren Anteil einnehmen.

Bei den anderen Fahrzeug/Transporttypen wird gegenüber Trend von einer geringeren Veränderung der spez. Verbräuche von rund 10% bis zum Jahr 2020 ausgegangen.

Eisenbahn

Während im Trendszenario bereits eine Verminderung des spezifischen Energiebedarfs der elektrisch betriebenen Eisenbahnen um rund 15% (22,5%) bis zum Jahr 2030 (2050) unterstellt wurde, kommt es im Nachhaltigkeitsszenario zu einer Reduktion um 25% (40%). Langfristig wird dementsprechend noch einmal eine Verbesserung um fast ein Viertel erreicht. Im Bereich der Dieselfahrzeuge werden kurz- bis mittelfristig vergleichbare, langfristig sogar leicht höhere spezifische Veränderungen des Bedarfs angenommen.

ÖSPV

Auch im ÖSPV sind gegenüber den im Trend schon unterstellten Verringerungen des spezifischen Kraftstoffbedarfs zusätzliche Effizienzsteigerungen möglich, die hier im Zeitverlauf bis 2050 auf maximal 10% abgeschätzt werden.

Luftverkehr

Die zu erwartende Nachfrageentwicklung wird zu einem erheblichen Anstieg des Energieverbrauches führen, da die absehbaren Effizienzgewinne demgegenüber zurück stehen. Nach vorliegenden Untersuchungen (TÜV Rheinland/DIW/Wuppertal Institut 1999) sind durch die bisher eingeleiteten Entwicklungen Verbrauchsverbesserungen bei den Antrieben um bis zu 25% und – durch Reduzierung des Eigengewichts der Zelle sowie Reduzierung des Luftwiderstandes – um 15 bis 20% im Verbrauch absehbar. Jedoch dürften diese Verbesserungen bis 2020 unter Status Quo Bedingungen nicht in der Flotte signifikant wirksam werden.

Unter Trendbedingungen ist nur von einer Verbesserung des spezifischen Kraftstoffverbrauches in innerdeutschen Verkehr von 12,1 l/100 Pkm im Jahr 1995 auf 9,5 l/100 Pkm im Jahre 2020 auszugehen. Im entscheidenden aber häufig nicht betrachteten internationalen/transkontinentalen Verkehr dürfte der spezifische Verbrauch von heute 6,3 l/100 Pkm auf 3,4 bis 4,2 l/100 Pkm reduziert werden können. In der Gesamtbewertung nach dem sog. Standortprinzip, d.h. unter Berücksichtigung aller von Deutschland abgehenden nationalen und internationalen Flüge, ergibt sich eine Verbesserung von 6,6 l/100 Pkm (1995) auf 5,2 l/100 Pkm (2020).

Unter diesen Bedingungen wird der Anteil des Luftverkehrs an den verkehrsbedingten Emissionen weiter steigen. Hatte der Luftverkehr 1995 (1998) noch einen Anteil von rund

9% (11%) am verkehrsbedingten Energieverbrauch, so dürfte sich dieser bis zum Jahr 2030 (2050) nicht nur im Trendszenario sondern auch im Klimaschutzorientierten Entwicklungspfad deutlich auf 16% (18%) erhöhen. Die bereits im Trend unterstellte deutliche Reduzierung des spezifischen Bedarfs um mehr als ein Drittel in den nächsten 50 Jahren bedarf bereits einer großen Anstrengungen. Dennoch erscheint es nicht nur möglich diesen Entwicklungsstand bereits deutlich früher (ca. 2025) zu erreichen, sondern im Personenverkehr bis zum Jahr 2050 sogar noch einmal eine Reduzierung um 20% gegenüber dem Trendverbrauch zu realisieren. Für den Güterverkehr wird das weitere Reduktionspotenzial auf ca. 10% abgeschätzt.

Aufgrund seiner zentralistischen Infrastruktur erscheint der Luftverkehr darüber hinaus besonders geeignet neue, alternative Kraftstoffe zu integrieren. Dies gilt längerfristig insbesondere für Wasserstoff, wobei die Klimawirksamkeit des Ausstoßes von Wasserdampf in den oberen Schichten der Erdatmosphäre noch weiter zu klären sein wird.

7.2.2 Neue Kraftstoffe und Antriebe

Neben der deutlichen Effizienzsteigerung der Fahrzeuge erfordert eine nachhaltige Verkehrswirtschaft auch ein Umdenken in der Kraftstoffversorgung. Erste Entwicklungen in diese Richtung stellen alternative Antriebskonzepte wie Elektromotoren oder Hybridantriebe dar. Sie haben bisher aber noch nicht wesentlich zu einer höheren Energieeffizienz beigetragen. Die derzeit auf dem Markt befindlichen PKW mit Hybridantrieb bieten noch keine Vorteile gegenüber Fahrzeugen mit modernen direkteinspritzenden Dieselmotoren, erreichen aber ähnliche Verbrauchswerte wie diese (vgl. ISI/FZ Jülich 2001). Unbestritten vorteilhaft sind jedoch die geringen Luftschadstoffemissionen, die mit Hybridantrieben erreicht werden können. Insbesondere in immer noch belasteten städtischen Regionen können durch den Betrieb allein mit dem Elektromotor lokal sämtliche Emissionen vermieden werden.

Seit einigen Jahren ist die Brennstoffzelle als neue Antriebsmöglichkeit für den mobilen Bereich in der Diskussion. Brennstoffzellenfahrzeuge befinden sich momentan allerdings noch im Entwicklungsstadium. Bislang sind lediglich Demonstrationsfahrzeuge in Betrieb, erste Serienproduktionen aber bereits von verschiedenen Herstellern angekündigt. Brennstoffzellenfahrzeuge können geringere Verbrauchswerte als herkömmliche Fahrzeuge erreichen. Für ein modernes Dieselfahrzeug wird ein Verbrauch von 115 MJ/100 km angegeben (entsprechend 3,22 l/100 km; vgl. Oertel 2000). Fahrzeuge mit Wasserstoffbetrieb auf Brennstoffzellenbasis könnten danach Werte von 76 bis 80 MJ/100 km erreichen; für Fahrzeuge mit methanolbetriebenem Brennstoffzellenantrieb werden 106 bis 111 MJ/100 km genannt.

Bei der Bewertung der Brennstoffzellenfahrzeuge spielt der Energieträger eine wichtige Rolle. So hat das Umweltbundesamt bereits 1999 darauf hingewiesen, dass bestimmte Brennstoffzellenfahrzeuge (z. B. bei Methanol aus Erdgas) unter Berücksichtigung der Vorleistungskette gegenüber optimierten herkömmlichen benzinbetriebenen Fahrzeugen, die den kalifornischen ULEV Standard (Ultra Low Emission Vehicle) erreichen, keine

Vorteile hinsichtlich des Primärenergieverbrauchs aufweisen (Kolke 1999). Vorteile wären hingegen bei den CO₂-Emissionen und den klassischen Schadstoffen (z. B. SO₂) zu erreichen. Allerdings besteht hierdurch eine möglichst weitgehende raffinerie-seitige Entschwefelung von Diesel- und Ottokraftstoff auch bei konventionellen Antrieben noch erhebliches Potenzial.

Trotz des noch relativ frühen Entwicklungsstadiums von Brennstoffzellen herrscht kein Mangel an Szenarien für deren zukünftige Marktentwicklung. Angefangen von immer neuen, aber auch wieder veränderten Markteinführungsstrategien der Automobilindustrie bis zu Untersuchungen verschiedener Institute reicht dies nüchternen Prognosen mit sehr unterschiedlicher Einschätzung der Markterwartungen zwischen 1 Mill. und 10 Mill. Fahrzeugen in 2020 (vgl. Abb. 7-4) bis zu sehr weitgehenden phantasievollen Vorstellungen der Nutzung von Brennstoffzellenfahrzeugen als „fahrende Kraftwerke“ (vgl. hierzu die Wendeszene bzw. Arabeske „Power Vehicles“).

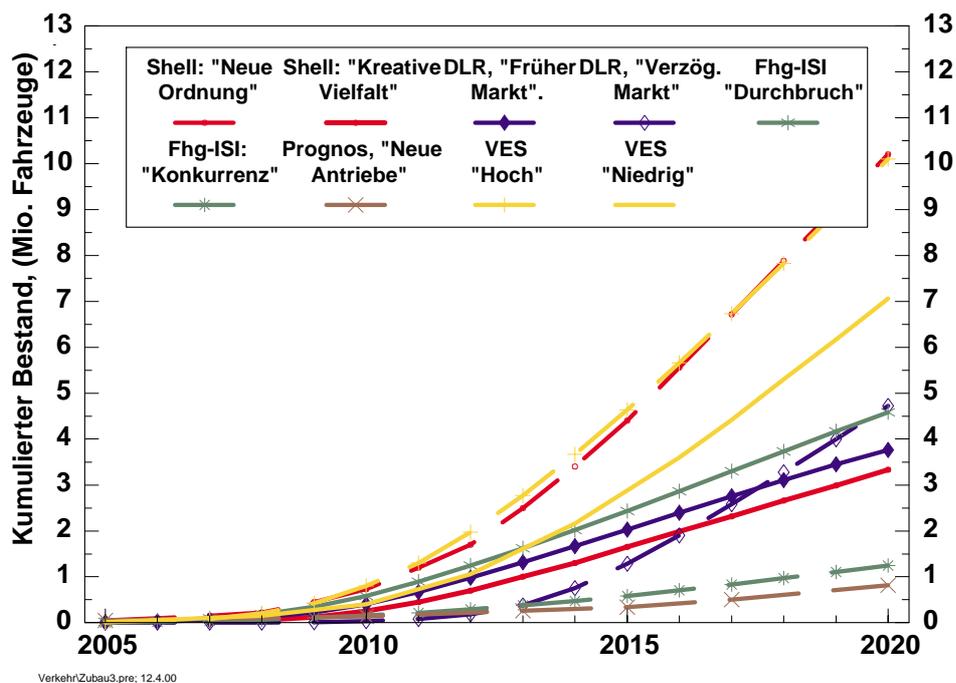


Abbildung 7-4: Verschiedene Szenarien der Einführung von Brennstoffzellen-PKW bis zum Jahr 2020. (Pehnt/Nitsch 2000).

Wendeszene (Arabeske): Power Vehicles

Herr Rütten ist Mitarbeiter in einer Planungsfirma für REG-Anlagen. „Das sind Photovoltaik- und Solarkollektor-Anlagen, vor allem für private Verbraucher, die wir projektieren. Aber wir haben auch schon das eine oder andere größere Biomasse-Heizkraftwerk gebaut“, sagt er. Brennstoffzellen? Ja natürlich, haben sie auch im Programm. Er lächelt. Die Ampel wird grün, und mit einem leisen Surren reagiert der Wagen auf Herrn Rütten's Druck auf das Gaspedal. „Merken Sie den Brennstoffzellenantrieb?“, grinst er. Nichts merkt man, außer dass der Wagen ungewöhnlich leise ist. „Fährt sich doch wie ein Benziner, oder?“. Herr Rütten ist sichtbar stolz. Er fährt den einzigen Firmenwagen mit Brennstoffzellenantrieb. „Den haben wir auf meine Initiative angeschafft. Eigentlich ein bißchen teuer, aber den Clou haben Sie ja noch gar nicht gesehen...“.

Kaum auf dem Firmengelände angekommen, parkt Herr Rütten in einer speziellen Garage. Seitlich am Kotflügel ist die Tanköffnung, „so meint man“, tatsächlich jedoch der Anschlußstutzen für ein komplexes Versorgungskabel, welches Herr Rütten nun aus der Garagenwand zieht. „Hierin verläuft eine Wasserstoffleitung, eine Heißwasser-/ Kühlwasserleitung, eine Abgasleitung, ein Strom- und ein Kommunikationskabel.“ Wozu das gut sei? Herr Rütten erklärt. Während der Bürozeiten dient der Wagen als Heizung und Stromquelle für den Bürokomplex seiner Firma, „als PowerVehicle“. Über die Versorgungseinheit wird dem Tank und der Brennstoffzelle des Fahrzeugs Wasserstoff zugeführt, der im Keller des Hauses aus Erdgas reformiert wird. Derzeit überlege man im übrigen den Erdgasreformer durch einen mit Solarstrom betriebenen Elektrolyseur zu ersetzen. Die Abwärme der Brennstoffzelle wird über einen zweiten Kühlkreislauf in das Heizungssystem des Hauses eingebunden, und selbst die sensible/latente Wärme des Abgases – reiner Wasserdampf – wird durch Auskondensieren am Kühlwasserzulauf nutzbar gemacht.

Das Aggregat ist dabei stark genug, die komplette Grundlastversorgung des Hauses mit Raumwärme und Warmwasser zu gewährleisten. „Unsere alte Heizung konnten wir komplett rausschmeißen, wir brauchen für die kältesten Tage nur noch einen kleinen Zusatzbrenner“. Strom fällt dabei mehr als genug an, und wird in das öffentliche Netz zurückgespeist. „Wir beteiligen uns aber auch am kommunalen Virtualverbund“, meint Herr Rütten. Speziell in Zeiten elektrischer Spitzenlast, „oder wenn hier auf der Niederspannungsebene die Windräder streiken“ greift der Virtualverbund gezielt auf die installierte Stromerzeugungskapazität des Rütten'schen Firmenwagens zu. „Für diesen Fall haben wir unten im Keller einen großen Wärmespeicher installiert, damit wir die Abwärme nicht ungenutzt entweichen lassen müssen“. Im Winter? „Haben wir oft natürlich keine Luft mehr, um noch zusätzlich Strom ins Netz zu speisen. Da fährt der Wagen manchmal Vollast. Aber in Verbindung mit dem Speicher lassen sich schon intelligent die Lastspitzen abfahren.“ Bei ihm zuhause? Herr Rütten lächelt. „Dafür ist der Wagen zu groß, zuviel Leistung. Aber meine Frau hat schon mit dem Gedanken gespielt, sich einen diesen neuen kleinen ultra-leichten Kleinwagen zu kaufen, die mit einer 20kW-Brennstoffzelle auskommen.“ Der ließe sich dann zum Vollheizungssystem umrüsten. Herr Rütten gibt noch einen Tipp:

beim Krankenhaus sollten wir vorbeischaun. Dort gäbe es seit neuestem zwei Rettungswagen nach dem Kraft-Wärme-Fahrzeug-Konzept. Die würden einen Großteil der Wärme- und Stromversorgung des Krankenhauses übernehmen. „Nicht dumm“, meint er, schließlich stünden diese Autos auch den überwiegenden Teil des Tages und müßten während der restlichen Zeit ohnehin auf Betriebstemperatur gehalten werden, um schnell einsatzfähig zu sein. „Früher waren die doch alle zum Vorheizen an die Starkstromleitung angeklemt“

Die Post hat mittlerweile andere Pläne. Ihre Flotte ist schon seit längerer Zeit auf Brennstoffzellenantrieb umgerüstet, damals vorwiegend aufgrund des günstigeren Motorkonzeptes hinsichtlich der Anforderungen der Postbeförderungen mit häufigen Startzyklen, kurzen Fahrtzeiten usw. Nun überlegt sich die ortsansässige Niederlassung, groß in die Stromerzeugung einzusteigen. „Die Post unter Strom“, titelte groß die regionale Presse. „Wir überlegen uns das ernsthaft“, teilt Dr. Krummbiegel mit, zuständig für die Regionalniederlassung. „Die Zweitnutzung unserer Zulieferfahrzeuge während der Standzeiten, also ganztägig bis auf wenige Stunden des Vormittags, erscheint uns eine mögliche und kostendeckende Maßnahme der Umsatzsteigerung.“ Die Wärme würde allerdings ungenutzt verloren gehen, gibt Dr. Krummbiegel zu, aber die, so meint er, sei auch keinesfalls wirtschaftlich zu verkaufen. Die Abnehmer? „Wir stehen in Verhandlungen“, ergänzt er.

Dies führt uns zu einem Besuch bei Eberhard Wollseifen, „ich bin Leiter der Stadtwerke hier“. Angesprochen auf die Pläne der Post faltet er die Hände auf seinem Eichentisch. „Hier bin ich skeptisch“, meint er. Schließlich gehe es irgendwo auch um Effizienz und geringe Klimagasemissionen, gibt er zu bedenken, „und hier schlagen unsere modernen GuD-Anlagen jedes Brennstoffzellenauto um Längen, erst recht, wenn bei diesen auf die Abwärmenutzung verzichtet wird“. Man könne halt nicht immer nach dem billigen Zusatznutzen schießen. Es sei aber richtig, daß damit eine günstige Möglichkeit eröffnet werde, beträchtliche Kapazitäten an Spitzenlaststrom billig im eigenen Netz zu erwerben. Und außerdem würden die Stadtwerke auch am Verkauf des benötigten Erdgases verdienen. „Sofern wir dadurch unabhängiger würden von der Stromlieferung der Großen und deren schmutziger Braunkohle, wäre es vielleicht eine Überlegung wert.“

Ob sich die Anwendungen flächendeckend umsetzen lassen, ist demnach derzeit noch offen. Hierzu müssen im praktischen Betrieb noch mehr Erfahrungen gesammelt werden und detaillierte Energie- und Ökobilanzen für mehr Klarheit über den ökologischen Nutzen dieser Aggregate sorgen.

Ausgehend von der Diskussion um die Einsatzchancen von Brennstoffzellen hat sich auch eine intensive Debatte über neue Kraftstoffe ergeben. Während heute nahezu ausschließlich Mineralölprodukte (Benzin, Diesel, Kerosin) die Versorgung sicherstellen, könnten zukünftig die unterschiedlichsten Kraftstoffe zum Einsatz kommen. Die Spannbreite reicht hier von Erdgas, synthetischem Benzin (aus Erdgas), Methanol aus Erdgas oder Biomasse und Biodiesel bis hin zu Wasserstoff. Wie in Kapitel 7.3 abgeleitet wird, stellt aus heutiger Sicht vor allem Erdgas eine vielversprechende Option dar und könnte die

Funktion eines „Übergangskraftstoffs“ einnehmen. Einerseits würde hiermit die Versorgungsbasis um einen neuen Energieträger erweitert und entsprechende Abhängigkeiten vom Öl verringert. Andererseits ließe sich der geringere Kohlenstoffgehalt des Erdgas bei ähnlichen oder leicht besseren Antriebswirkungsgraden nutzen. Letztlich könnte mit Erdgas der Einstieg in eine Wasserstoffinfrastruktur vorbereitet werden. Eine detaillierte Ableitung der diesbezüglich möglichen Veränderungen ist in Kapitel 7-3 beschrieben. Nachfolgende Abbildung gibt eine aus diesen Überlegungen resultierende zusammenfassende Darstellung der zeitlichen Veränderung des Kraftstoffmixes im Nachhaltigkeitsszenario.

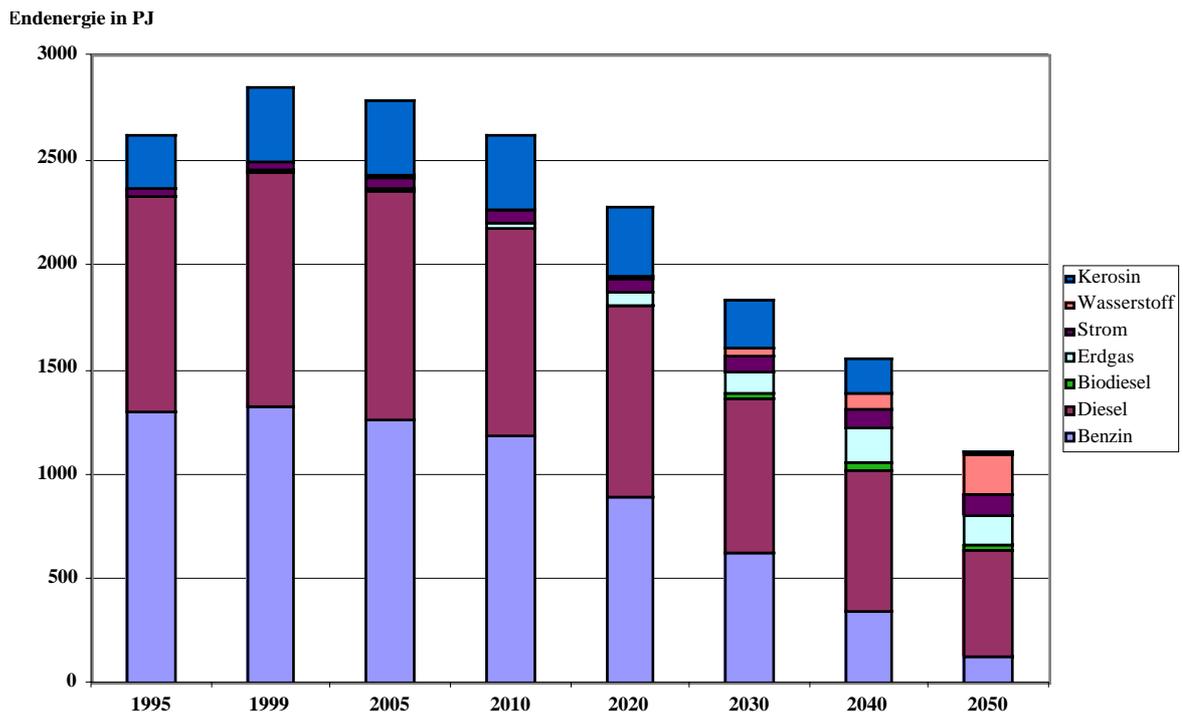


Abbildung 7-5: Zeitliche Entwicklung des Kraftstoffmix im Nachhaltigkeitsszenario

Im Vergleich zu der Entscheidung über den Kraftstoff gerät die Frage über die Wahl des Antriebs (d. h. im wesentlichen Verbrennungsmotor oder Brennstoffzelle mit Elektromotor) in den Hintergrund. Für die Ökobilanz des gesamten Fahrzyklusses ist die Prozesskette des Kraftstoff die entscheidende Größe (Patyk 2001, Pehnt 2001). Im Rahmen der hier gemachten Abschätzungen bleibt daher bewußt offen, welche Anteile der jeweiligen Antriebstechniken in den einzelnen Jahren Verwendung finden.

Im wesentlichen sind in Abbildung 7-5 zwei Trends zu erkennen. Zum einen erhöht sich sukzessive der Anteil von Diesel im Kraftstoffmix für den Verkehrsbereich im Zuge der wachsenden Bedeutung des Güterverkehrs im Vergleich zum Personenverkehr. Zum zweiten verliert Benzin durch die Einführung neuer Kraftstoffe, zunächst Erdgas und dann später Wasserstoff weiter an Bedeutung. Sein Anteil sinkt von 46,6% in 1999 über 39,3% (34%) in 2020 (2030) auf letztlich noch 12% im Jahr 2050 ab. Im gleichen Zeitverlauf erhöht sich der Beitrag von Erdgas über 2,5% (5,2%) im Jahr 2020 (2030) auf 12,6% im

Jahr 2050. Wasserstoff trägt am Ende des Betrachtungszeitraum bereits mit 17,5% zur Abdeckung der Nachfrage nach Kraftstoffen bei, gewinnt insgesamt aber erst im Jahr 2030 (2040) mit einem Anteil von 2% (5,5%) energiewirtschaftliche Bedeutung. Im Vergleich zu anderen Ländern ist Deutschland in Bezug auf die Wasserstoffnutzung kein Vorreiter (vgl. Wendeszene: Island startet eine Energierevolution), sondern könnte von den andernorts gemachten Erfahrungen profitieren. Allerdings käme Deutschland sicher in der Technologieentwicklung eine besondere Rolle zu.

Wendeszene: Island startet eine Energierevolution

Was die Nutzung der reichlich vorhandenen erneuerbaren Energiequellen angeht ist Island bisher weiter gegangen als jedes andere Land. Nahezu vollständig gewinnt Island seinen Strom und die Energie, die zum Heizen benötigt wird aus hydroelektrischer Energie und thermalen Wasserquellen. Allerdings können mit der Ausbeutung dieser Energiequellen weder Autos, Busse oder Schiffe betrieben werden, weshalb Island von Ölimporten abhängig ist. Gerade die Fischereindustrie, mit der Island ca. 70% seines Einkommens befreit, ist so einem hohen (Öl-) Preisrisiko ausgesetzt.

Trotz des Vorteils der natürlichen Energieressourcen und der geringen Einwohnerzahl der Insel, produziert Island eine höhere Emission an Treibhausgasen pro Kopf als jedes andere Land. Es besteht also auch hier dringender Handlungsbedarf.

Die angestrebte Energierevolution der Isländer basiert auf der Brennstoffzellentechnologie, mit der es möglich werden soll die vorhandenen natürlichen Ressourcen der Insel im Bereich des Transportsystems nutzbar zu machen, die Abhängigkeit von Öl- Importen zu beenden und eine deutliche Reduzierung der Treibhausgas Emission zu ermöglichen.

Die Idee, die isländische Ökonomie auf der Basis von Wasser mit Energie zu versorgen, stammt von Prof. Bragi Arnason von der Universität Reykjavik und wurde erstmals 1970 vorgebracht.

Der erste Schritt in die Richtung einer „Wasserstoff- Ökonomie“ sind die mit Brennstoffzellen betriebenen Busse. Zur Betankung dieser Busse wurde von der Firma Shell eine Wasserstoff Tankstelle in der Peripherie von Rykjavik gebaut.

Als nächster Schritt in der Umstellung auf Brennstoffzellen soll nach einer Möglichkeit gesucht werden, sämtliche private Autos und die Fischkutter auf diese Technologie umzurüsten.

Dieser Prozess wird sicher noch einige Zeit in Anspruch nehmen. Für Prof. Arnason ist aber klar: „Meine Enkelkinder werden, wenn sie erwachsen sind, in einer isländischen Ökonomie leben, die unabhängig ist von importierter Energie und ihre eigene Energie ausschließlich aus erneuerbaren Ressourcen gewinnt“. Island befindet sich also in einer äußerst vorteilhaften Situation um als Vorreiter für andere Länder zu gelten, die sich mit

zeitlicher Verzögerung, auf der Basis von Solar- und / oder Windenergie, von der Notwendigkeit des Energieimports zu lösen versuchen.

Im Nachhaltigkeitsszenario ersetzt Wasserstoff hauptsächlich Kerosin, da er zunächst im Luftverkehr zur Anwendung kommen wird, wo günstige zentrale Infrastrukturbedingungen für den Aufbau eines neuen Kraftstoffpfades gegeben sind. Der Anteil von Kerosin geht entsprechend von 9,1% im Jahr 1999 über ein Maximum von 14% im Jahr 2020 auf letztendlich noch 1,7% (9,9%) im Jahr 2050 (2040) zurück. Aufgrund der Klimawirksamkeit des bei der Verbrennung von Wasserstoff freiwerdenden Wasserdampfes ist darauf zu achten, dass Wasserstoff vor allem in Flugzeugen mit geringerer Flughöhe zum Einsatz kommt, da seine Klimawirksamkeit auf die oberen Schichten der Erdatmosphäre begrenzt erscheint.

Erste Einsatzfelder für Erdgas sind vor allem außerhalb des Individualverkehrs zu sehen, da hier geringere Anforderungen an die Infrastruktur zu stellen sind. Dies gilt vor allem für Busflotten, Taxis, städtische Fahrzeuge etc. Im zweiten Schritt kann dann sukzessive Erdgas auch flächendeckend zum Einsatz kommen. Die Erdgaswirtschaft ist derzeit bemüht die Betankungsinfrastruktur deutlich zu verbessern. Mitte 2001 waren rund 200 öffentlich zugängliche Tankstellen in Betrieb, Ende 2002 sollen es bereits mehr als 300 sein. Bis 2005 soll entsprechend einer gemeinsamen Initiative „Erdgas mobil“ von Erdgaswirtschaft und Mineralölunternehmen (z. B. BP) Erdgas schon an mehr als 1.000 bestehenden Tankstellen und damit flächendeckend zur Verfügung stehen.

Für die Versorgung der Tankstellen ist neben entsprechenden Zapfsäulen vor allem ein Anschluss an das Gasnetz, ein Druckspeicher und eine Kompressorstation notwendig. Ideal sind dabei solche Standorte, wo eine Anschlussmöglichkeit an das Mitteldrucknetz besteht, da hier für die notwendige Kompression (ca. 250 bar bei der CNG-Betankung) bereits höhere Vordrücke des Erdgas zur Verfügung stehen.

Mit der Entscheidung der teilweisen Umstellung des Fahrzeugantriebs auf den Energieträger Erdgas ist auch die Intensivierung der Bemühungen verbunden, spezifisch auf diesen Kraftstoff abgestimmte Motoren zu entwickeln. Bisher auf den Erdgasbetrieb lediglich angepaßte Benzinmotoren büßten in der Regel fast 20% ihrer Leistungskraft ein. Mit spezifischen Erdgasmotoren kann nicht nur sichergestellt werden, dass Effizienzgesichtspunkte voll eingehalten werden, sondern auch andere Verbraucheraspekte ausreichend Berücksichtigung finden. In diesem Sinne sind auch die Entwicklungsanstrengungen von Ruhrgas in Bezug auf den „Ding-Motor“ zu verstehen, der für die Erdgasmotoren eine für den Verbraucher hinreichende Beschleunigungskraft sicherstellen soll. Ein weiteres Problem aus Verbrauchersicht, die eingeschränkte Reichweite und möglicherweise auch die zunächst fehlende internationale Verwendbarkeit (wer will wohl sein Auto auf der Fahrt in den verdienten Urlaub schon an der Grenze abstellen) scheinen ebenso lösbar. Opel hat seinen speziell auf den Erdgasantrieb ausgerüsteten Zafira 1,6 CNG mit einem Benzinreservetank von 14 l ausgerüstet, was insgesamt eine Reichweite von 550 km ermöglicht. Das Standardprinzip ist hier zum ersten mal umgedreht worden, in dem einem an sich monovalenten Erdgasfahrzeug zusätzlich die Möglichkeit des bivalenten Benzinbetriebes eingeräumt wird.

Die Markteinführung von Erdgas ist dabei nicht nur durch die erforderliche, hinreichend flächendeckende Ausrüstung der Tankstellen mit diesem neuen Kraftstoff limitiert, sondern auch von der Durchdringung des Fahrzeugmarktes mit Erdgasautos abhängig. Es ist zu erwarten, dass sich der Marktanteil der Erdgasfahrzeuge entlang einer für Markteinführungsprozesse typischen S-Kurve entwickeln wird. Vor diesem Hintergrund wird angenommen, dass nach einem verhaltenen Anfang in den ersten zwei Dekaden, der Marktanteil an den Neuzulassungen dann innerhalb der nächsten zwei Jahrzehnte auf sein Maximum ansteigt. Bis erste nennenswerte Anteile an der Fahrzeugflotte mit Erdgas versorgt werden sind demnach mindestens 20 Jahre Vorlaufzeit notwendig. Ausgehend von dem heute nicht einmal 0,01% betragenden Anteil der Erdgasfahrzeuge im Fahrzeugbestand wird deshalb davon ausgegangen, dass dieser Anteil über 0,7% im Jahr 2010 auf zunächst 3,5% im Jahr 2020 ansteigt und mit rund einem Drittel im Jahr 2050 von mindestens ebenso hoher Bedeutung ist wie Benzin und Diesel. Im Bereich der öffentlichen Verkehrsmittel (d. h. vor allem Busse) wird vermutlich ein schnellerer Anstieg zu erzielen sein, während für den Güterverkehrsbereich insgesamt geringere Anteile angenommen werden.

Während die Versorgung mit Erdgas für die nächsten Jahrzehnte im Nachhaltigkeitsszenario trotz des zunehmenden Druck des Erdgas auf den Kraftwerksmarkt gesichert erscheint, weil durch die zeitgleiche Verringerung des Verbrauchs in anderen Sektoren (vor allem Raumwärmebereitstellung) ein zusätzlicher Handlungsspielraum entsteht, steht der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft noch am Anfang. Aus Klimaschutzgründen ist es dabei geboten vor allem Wasserstoff aus regenerativen Quellen zu nutzen. Wie dies erfolgen kann ist in Kapitel 7.4 aufgezeigt.

7.2.3 Ein Zwischenfazit

Fasst man die bisherigen Betrachtungen zusammen und ergänzt diese um einige Betrachtungen aus dem nachfolgenden Kapitel, lässt sich als Zwischenfazit festhalten:

- langfristig ist die Bereitstellung von Kraftstoffen notwendig, die in einem erheblichen Maße auf erneuerbaren Energien basieren, wenn auch im Verbrauchssektor Verkehr eine den Nachhaltigkeitszielen adäquate Minderung der Treibhausgasemissionen erreicht werden soll
- kurz – bis mittelfristig ist der Einsatz von erneuerbaren Energien in anderen Bereichen (vor allem der Stromerzeugung) hinsichtlich des hiermit verbundenen Minderungseffektes aber effizienter. Aus Vorsorgegründen sollte aber auch in dieser Zeitspanne nicht vollständig auf den Einsatz von erneuerbaren Energien verzichtet werden, sondern die notwendigen Optionen offen gehalten werden
- für den in den nächsten Dekade notwendigen Minderungsbeitrag des Sektors Verkehr ist die Ausschöpfung der Effizienzpotenziale von weit größerer Bedeutung als die Diskussion um neue Kraftstoffe. Eine nachhaltige Reduzierung des spezifischen Kraftstoffverbrauchs schafft überhaupt erst die notwendigen Voraussetzungen für ihren vernünftigen Einsatz im Fahrzeug (man denke z.B. an die so erst sinnvoll mögliche Speicherung an Bord) und den Auf- und Ausbau einer teuren neuen Infrastruktur

- die Implementierungshürden für den Aufbau einer neuen Verkehrsinfrastruktur sind hoch (Kosten, Akzeptanz, Technologie) und sie bedürfen eines ausreichenden Vorlaufes. Sie müssen aber dennoch mittelfristig überwunden werden. Dies erfordert eine möglichst frühzeitige (möglichst europaweite) konsensuale Festlegung auf einen gangbaren Weg und auf die zielorientierte Auswahl von Übergangsstrategien, um „stranded investments“ zu vermeiden und zusätzliche Hürden (durch langlebige teure Strukturen) erst gar nicht aufkommen zu lassen. Unter der Prämisse, dass regenerativer Wasserstoff aus heutiger Sicht langfristig die größten Chancen besitzt, spricht dies sehr für einen heute schon beginnenden Aufbau einer gasbasierten Versorgungsstruktur.

7.3 Die Qual der Wahl: Neue Kraftstoffe braucht das Land

Im vorangegangenen Kapitel wurde abgeleitet, dass mittel- bis langfristig der Anteil alternativer Kraftstoffe zunehmen muss, um auch im Verkehrsbereich die für die angestrebten Nachhaltigkeitsziele erforderlichen CO₂-Minderungsraten realisieren zu können. Wie aber kann die Entscheidung für diesen neuen Kraftstoff getroffen werden.

Der Verkehrsbereich ist wie kein anderer Sektor heute abhängig von einer wesentlichen Energiequelle, dem Mineralöl und seinen Folgeprodukten Kerosin, Benzin und Diesel. Hierdurch ergeben sich möglicherweise nicht nur eher als anderswo Probleme mit der Verfügbarkeit, sondern auch u. U. erheblich Preisrisiken. Neben der stärkeren Beachtung von Aspekten des Klimaschutzes ist ein weiteres, aus energiewirtschaftlichen Gründen ableitbares Ziel eine Diversifizierung der Energieträgerbasis. Hierzu bestehen verschiedene Möglichkeiten. Neben den klassischen Kraftstoffen Benzin und Diesel können eine Vielzahl von anderen Energieträgern im Verkehrsbereich zum Einsatz kommen. Die wesentlichen sind.

- Brennstoffzellen-Benzin
- Wasserstoff (in komprimierter gasförmiger und flüssiger Form: GCH₂, LH₂)
- Methanol
- Erdgas (in komprimierter gasförmiger und flüssiger Form: CNG, LNG)
- synthetischer (Fischer-Tropsch-) Diesel aus Biomasse
- BioKraftstoff/-diesel (z. B. Raps-Methyl-Ester:RME)
- Zwischenprodukte aus der Raffinerie (z. B. Naphta) und
- Strom

Einige davon, wie Wasserstoff, Methanol und Strom können sowohl aus fossilen Quellen als auch aus Biomassen und direkten regenerativen Quellen erzeugt werden

Für die genannten Alternativen zu Benzin und Dieselkraftstoff ergeben sich sehr unterschiedliche Ausgangsbedingungen. Bei der Verwendung von Benzin als Energieträger für

Brennstoffzellen kann zwar einerseits auf die bewährte Infrastruktur zurückgegriffen werden, andererseits sind die ökologischen Vorteile gegenüber Verbrennungsmotoren unter Berücksichtigung der vorgelagerten Prozesskette vergleichsweise gering. Technisch problematisch ist aus heutiger Sicht insbesondere aber die Benzin-Reformierung an Bord, die noch nicht mit hinreichender Sicherheit nachgewiesen wurde. Allerdings haben das amerikanische Department of Energy (DOE) und International Fuel Cells (IFC) Ende Juli 2000 von der gelungenen Entwicklung eines mobilen und hinreichend stabilen Benzinreformers berichtet. Darüber hinaus bestehen verschiedene Forschungsanstrengungen marktfähige Benzin-Reformer zu entwickeln (z. B. von General Motors im Verbund mit Exxon Mobil). Auch Shell setzt als neuen Kraftstoff der Zukunft auf die on-board Reformierung herkömmlicher Kraftstoffe. Die Durchsetzbarkeit dieser Lösung bleibt abzuwarten.

Wasserstoff ist sicherlich der vielseitigste der zur Zeit diskutierten Kraftstoffe. Für die ökologische Bewertung des Einsatzes von Wasserstoff sind die verschiedenen Möglichkeiten der Herstellung (unter Beachtung der gesamten vorgelagerten Prozesskette) sowie die unterschiedlichen Einsatzmöglichkeiten im Fahrzeug selber (z. B. Verbrennungsmotor, Brennstoffzelle und Elektromotor) zu beachten (vgl. Kriterienraster Wasserstoff). Neben den klassischen Verfahren der Erdgasreformierung, der Synthese aus Biomasse oder aus anderen festförmigen Energieträgern (z. B. auch Kohle), der Elektrolyse (auf Basis unterschiedlichster Stromerzeugungssysteme, insbesondere aus erneuerbare Energien Wind, Wasser, Photovoltaik, Aufwind- und solarthermische Kraftwerke – jedoch mit dem Malus des relativ niedrigen energetischen Wirkungsgrad der Elektrolyse zwischen 65 und 75% behaftet) kann Wasserstoff auch durch andere innovative Verfahren hergestellt werden (z. B. Kvaerner-Prozeß, photobiologische Erzeugung). Von großer Bedeutung für diesen Energieträger ist aber die Tatsache, dass die Fragen einer ökonomisch tragfähigen Speicherung in PKW noch unbefriedigend gelöst sind. Die Speicherprobleme, insbesondere über längere Zeiträume, entwickeln sich mehr und mehr zum Engpaß für die Einführung der Wasserstoffwirtschaft. Es kann erheblich erleichtert werden, wenn der Energiebedarf des Fahrzeugs erheblich geringer ist als heute üblich.

Für den Einsatz von Wasserstoff im Verkehrssektor ist der Aufbau einer vollständig neuen Betankungs- und Versorgungsinfrastruktur notwendig, was zwar bei Verwendung vollautomatischer Betankungsanlagen keine unlösbaren technischen Probleme aufwirft, jedoch erhebliche Kostenbelastungen und u. U. Akzeptanzprobleme bei den privaten Endkunden, d. h. den Autofahrern verursachen könnte.

Letzteres erscheint bei Methanol aufgrund der Vergleichbarkeit im Handling mit Benzin weniger problematisch. Zudem ist Methanol gut und nahezu verlustfrei speicherbar. Auch die Reformierung an Bord scheint mit vergleichsweise geringem Komplexitätsgrad möglich, auch wenn sie den Systemaufwand und die Umwandlungsverluste gegenüber Wasserstoff-Brennstoffzellenfahrzeugen deutlich erhöhen. Bezüglich des direkten Einsatzes von Methanol in Brennstoffzellen (Direktmethanol-Brennstoffzelle) besteht demgegenüber noch ein erheblicher Entwicklungsbedarf. Nachteilig wirkt sich aus, dass Methanol außer durch Biomasse nicht direkt aus erneuerbaren Energieträgern herstellbar ist bzw. dazu erst regenerativ erzeugter Wasserstoff erforderlich ist. Aus langfristiger Sichtweise dürfte er

damit nur ein Übergangsenergieträger sein. Bei Investitionsentscheidungen in die Infrastruktur ist dies ebenso zu beachten wie Akzeptanz- und Umweltgesichtspunkte (u. a. Toxizität, Grundwasserrisiken wegen Lösbarkeit, s. a. die MTBE-Verbote in den USA).

Exkurs 7-1: Auswahl bestehender Aktivitäten im Bereich Brennstoffzellenfahrzeuge und Wasserstoffanwendungen

- große Feldtests für verschiedene alternative Verkehrstechnologien (vorwiegend Wasserstoff) und Verkehrsträger (Busse, PkW, Transporter) in Berlin im Rahmen des Projektes „Clean Energy Partnership Berlin“ inklusive des Umbaus einer Tankstelle und der Bereitstellung regenerativ erzeugten Wasserstoffs
- Brennstoffzellenbusprojekt der Firmen MAN/Siemens/Linde und Proton Motor (Starnberg) -> Linienerprobung in Erlangen und Nürnberg mit EU-Unterstützung
- BMW-Wasserstoffmotor -> Flotteneinsatz (15 Autos) im Rahmen des „Clean Energy“ Expo-Projektes in Hannover und München, Wasserstoff-Tankstelle und Infrastruktur am Flughafen München
- Präsentation eines Ford Focus mit Brennstoffzellenmotor im Oktober 2001 in Köln mit der Ankündigung, bis zum Jahr 2010 eine breite Markteinführung anzustreben.
- Vorstellung eines Honda-Methanol-Brennstoffzellenfahrzeugs auf der HYFORUM-Konferenz Mitte 2000 in München mit alternativem Einsatz eines Methanolreformers oder eine Metallhydrid-Wasserstoffspeichers
- Zum HYFORUM hat auch Toyota ein Brennstoffzellenfahrzeug vorgestellt. Mitte 2001 wurde angekündigt, die ersten Fahrzeuge bereits 2003 in Kundenhände übergeben zu wollen.
- Daimler-Chrysler Brennstoffzellenbusse -> Flottenversuch mit 30 Bussen in verschiedenen europäischen Städten (NEEFLEET-Programm)
- Daimler-Chrysler Brennstoffzellen-PkW -> zahlreiche Testprogramme u. a. auf der Basis Methanol (z. B. Neckar 4 und seit November 2000 Neckar 5), Ankündigung der Markteinführung für 2004
- Opel Brennstoffzellen-PkW -> Vorstellung des Hydro-Gen I im März 2000 (Opel-Zafira mit Brennstoffzellenantrieb und Flüssigwasserstofftank)
- Kooperation von Aral AG und Daimler Chrysler mit dem Schwerpunkt der Umwandlung von konventionellem Kraftstoff in Wasserstoff
- Arbeitsgruppe von General Motors und Exxon Mobil mit dem Ziel einen neuartigen Benzinreformer zu entwickeln
- Gründung einer Arbeitsgruppe aus BASF, BP, Daimler Chrysler, Methanex, Statoil und XCELLSIS im Sommer 2000 mit der Zielrichtung das Potenzial für methanolgetriebene Brennstoffzellenfahrzeuge zu evaluieren.
- Initiierung einer „California Fuel Cell Partnership“ unter Beteiligung von Daimler Chrysler mit amerikanischen Fahrzeugherstellern, Regierungsbehörden und Energielieferanten mit dem Ziel eines Testes mit 50 Brennstoffzellenfahrzeugen, die außer mit Wasserstoff auch mit Methanol und einer speziellen Benzinform betankt werden sollen.
- Entwicklung eines Multifuelreformers (Methanol und andere Kohlenwasserstoffe) im Rahmen einer Zusammenarbeit von Nippon Mitsubishi Oil Co., Mazda und Daimler Chrysler in Japan und Deutschland (Forschungszentrum in Nabern).

Neben Methanol können auch andere Alkohole als Kraftstoffe eingesetzt werden. Dies gilt insbesondere für Ethanol, das aus Weizen oder Zuckerrüben sowie z. B. Holz hergestellt werden kann. Seine Produktion ist aber energieintensiv und teurer als die Methanolherstellung. Grundsätzlich kann es beim großmaßstäblichen monokulturellen Anbau von Pflanzen für Biokraftstoffe, der aus Kostengesichtspunkten erforderlich sein dürfte, zu einer Vielzahl von ökologischen Belastungen kommen. Sollten Biokraftstoffe in erheblichem Umfang aus Regionen importiert werden, in denen bezogen auf den Energieverbrauch spezifisch deutlich höhere Biomassepotenziale gegeben sind als in Deutschland, wären aus Nachhaltigkeitssicht neben den dortigen ökologischen auch die sozialen Aspekte zu klären.

Pflanzenöl ist wie Ethanol ein Kraftstoff aus nachwachsenden Rohstoffen. Pflanzenölkraftstoffe kommen entweder als kaltgepresstes Rapsöl oder in weiter verarbeiteter Form als stabiler und motorisch sehr geeigneter Rapsmethylester (RME) zum Einsatz, wobei die RME-Verwendung ohne Umrüstung in Dieselmotoren erfolgen kann. Das nicht chemisch durch Veresterung mit Hilfe von Methanol veränderte, sondern nur gefilterte Öl wird vor allem in speziellen Pflanzenölmotoren (z. B. Elsbett-Motor) eingesetzt. Der Schadstoffausstoß von derartig betriebenen Fahrzeugen liegt insgesamt etwa auf dem Niveau der Verwendung von mineralöl-basiertem Dieselkraftstoff, mit einer Tendenz zur Partikelreduktion und NOx-Erhöhung.

Für Rapsdiesel sprechen zumindest grundsätzlich die Unabhängigkeit vom Mineralölimport und die günstige CO₂-Bilanz; beides muß allerdings relativiert werden. Der Umfang der nutzbaren landwirtschaftlich Flächen (die zudem über Bodenversauerung im Monokulturanbau möglicherweise Schaden nehmen könnten) ist recht begrenzt, so dass nur ein Anteil in Höhe von maximal 6% des deutschen Dieselkraftstoffverbrauches erreichbar sein dürfte. Zum anderen wird als Problem der mit der herkömmlichen Art des Anbaus (Düngung mit stickstoffhaltigen Düngemitteln) verbundene hohe Ausstoß an klimarelevantem Lachgas genannt. In einer Gesamtklimabilanz hat damit über den konventionellen Landbau bereitgestelltes RME damit lediglich geringfügige Vorteile im Vergleich etwa zu Diesel.

Biodiesel ist gegenwärtig aufgrund der steuerlichen Subventionierung an den Tankstellen kostengünstiger als herkömmlicher Dieselkraftstoff erhältlich. Dies dürfte sich bei einer auch nur teilweisen Besteuerung nach den Plänen der EU ändern. Insgesamt ist die Biodiesel-Verwendung als ein in der Nischenanwendung durchaus akzeptabler, jedoch in der Reichweite der Kraftstoffsubstitution insgesamt begrenzter Strategiebeitrag zu sehen. Ob sich diese Einschätzung unter der Prämisse erheblicher Importe aus für Biomasseproduktion geeigneteren Ländern ändern könnte, müsste noch untersucht werden. Dagegen eignet sich Rapsöl sicherlich hervorragend für die Verwendung als umweltschonender Sonderkraftstoff (z. B. in Wasserschutzgebieten) oder als Schmiermittelbasis in Einsatzgebieten mit hohen Verlusten, in Bereichen also, wo andere Umweltgesichtspunkte (ökologische Bodenverträglichkeit) als die Klimaverträglichkeit im Vordergrund stehen.

Potenzialseitige Einschränkungen gelten auch für das sogenannte „sun fuel“, einen Kraftstoffweg, den die Volkswagen AG derzeit verfolgt. Dabei wird speziell angebaute Bio-

masse (Energiepflanzen) oder Reststoffe aus der Forstwirtschaft bzw. der Holzverarbeitenden Industrie vergast und zu einem hochwertigen (schwefel- und aromatenfreien) Kraftstoff synthetisiert. Der neue Kraftstoff soll in neuen Verbrennungssystemen (Combined Combustion Systems CCS) zur Anwendung kommen, der die besonderen Vorteile des Ottomotors mit denen des Dieselmotors verbindet. Aufgrund der gegenüber RME (das auf den Anbau von Raps angewiesen ist) breiteren Ausgangsbasis (Reststoffe, Energiepflanzen) könnten grundsätzlich deutlich größere Mengen von diesem Kraftstoff bereitgestellt werden. Allerdings bestehen für die Reststoffe mit der stationären Stromerzeugung bereits deutlich effizientere Umwandlungsmöglichkeiten bereit (vgl. Kapitel 5). Hinsichtlich der Flächennutzung besteht aus ökologischer Sicht zudem eine Konkurrenz zum flächenintensiven ökologischen Landbau.

Erdgas findet heute schon als Kraftstoff Verwendung und kommt bisher vor allem in angepassten Ottomotoren zum Einsatz. Der Einstieg in die Erdgastechnologie ist damit motorseitig mit relativ geringem Aufwand möglich. Aufgrund der geringen Energiedichte benötigt Erdgas allerdings – ähnlich, wenngleich nicht so extrem wie Wasserstoff – große und zugleich schwere Tanks, was den Einsatz monovalenter Fahrzeuge heute noch wegen der geringen Tankstellendichte einschränkt (z. B. durch die Begrenzung des Kofferraumplatzes). Deshalb kommen heute vor allem im Pkw-Bereich vor allem bivalente Fahrzeuge (Benzin- und Erdgasantrieb) zum Einsatz. Der CO₂-Ausstoß ist günstiger als bei Benzin-Pkw und auch geringer als bei Dieselfahrzeugen. Hinsichtlich des Ausstoßes der klassischen Schadstoffe bietet die Verwendung von Erdgas gegenüber den herkömmlichen Kraftstoffen ebenfalls erhebliche Vorteile. Erdgas-Nutzfahrzeuge unterbieten nach Untersuchungen des Umweltbundesamtes heute bereits die für das Jahr 2008 vorgesehenen EURO 5-Grenzwerte. Bezüglich der Infrastruktur sind die Konzepte bewährt; das an der Tankstelle verkaufte Erdgas wird direkt aus dem Verteilnetz entnommen und komprimiert. Die Investitionskosten sind allerdings mehrfach höher als bei Tankanlagen für Flüssigkraftstoffe, der Energieaufwand für die Kompression vor der Druckbetankung ist ebenfalls erheblich und muß bei vergleichenden Bilanzen unbedingt berücksichtigt werden.

Die Platznachteile von Erdgasfahrzeugen durch die sperrigen Tanks können mit neuartigen, die bisher im Fahrzeug ungenutzten Zwischenräume voll ausfüllenden, Druckspeichern oder mit vergleichsweise geringem Mehraufwand auch mit Flüssiggasspeichern verringert werden; dies setzt eine Berücksichtigung dieses Energieträgers vom Beginn der Fahrzeugentwicklung an voraus. Bisher ist dies nur vereinzelt geschehen. Von der Antriebstechnik her besteht hier noch ein Spielraum für zukünftige Wirkungsgraderhöhungen, da bisherige Erdgasmotoren im wesentlichen Adaptionen von Benzin- oder Dieselmotoren waren, nicht aber speziell für den Erdgaseinsatz entwickelt worden sind. In der Entwicklung ist u. a. die Erdgas-Direkteinspritzung.

Über den Umweg der Errichtung von Großreformern an den Tankstellen (zur Umwandlung von Erdgas in Wasserstoff) hat Erdgas auch das Potenzial in Brennstoffzellen eingesetzt werden zu können. Die Schwierigkeiten beim direkten Einsatz von Erdgas in der Brennstoffzelle (on-board Reformierung) können so umgangen werden.

Aufgrund der vergleichsweise geringen Kohlenstoffintensität von Erdgas ist im Rahmen von Klimaschutzkonzepten eine steigende Nachfrage nach diesem Energieträger zu erwarten; in der Vorkette sind dann allerdings die Methanemissionen zu berücksichtigen. Diese positive Marktperspektive gilt neben dem Verkehrsbereich auch für weitere Sektoren, wo Erdgas bisher eher nur eine geringe Rolle gespielt hat, z. B. im Bereich der Stromversorgung. Im Rahmen einer gesamtsystemaren Klimaschutzstrategie ergibt sich allerdings für den Erdgaseinsatz im Verkehr ein zusätzlicher Handlungsspielraum durch den hier zu erwartenden deutlichen Rückgang des Energiebedarfs für die Raumwärmeversorgung. Bei einer gesamtheitlichen Bewertung ist zudem zu berücksichtigen, dass Erdgas reichlicher verfügbar ist als Erdöl, trotz allem aber auch begrenzt ist. Aufgrund der Komplexität des Themas und der weitreichenden Bedeutung entsprechender Entscheidungen oder Weichenstellungen (z. B. Infrastrukturaufbau, Adaption der Motoren) haben die Automobilindustrie und Energieunternehmen gemeinsam mit der Bundesregierung 1999 mit der VES (Verkehrswirtschaftliche Energiestrategie) eine Gruppe gegründet, die sich der Identifizierung und Bewertung von Kraftstoffoptionen systematisch angenommen hat. Von den zunächst 70 betrachteten Energieträgern hat die VES letztlich neben den klassischen Kraftstoffen Benzin und Diesel vor allem drei Optionen ausgewählt (neben Erdgas waren dies Wasserstoff und Methanol), die das Potenzial hätten, einen wesentlichen Anteil des Kraftstoffbedarfs der Zukunft zu decken.

Nach Aussagen der VES ist langfristig Wasserstoff der Kraftstoff mit den besten Chancen. Kurzfristig wird hingegen Erdgas das größte Potenzial eingeräumt, während Methanol Vorteile bei den Nutzfahrzeugen zugeschrieben werden. Die ursprüngliche Arbeitshypothese der VES, Strategien zu entwickeln, die zu einem Marktanteil von alternativen Kraftstoffen von 2,5% im Jahr 2010 und bereits 15% im Jahr 2020 führen, wird allerdings aufgrund der vielen noch ungeklärten Problemen und hohen Infrastrukturanforderungen mittlerweile als nicht erreichbar eingeschätzt, vielmehr wird nun von einem späteren Zeitpunkt der Zielerreichung ausgegangen (VES 2001).

Von der VES wird Erdgas (gespeichert in der Form von LNG: liquified natural gas) vor allem als günstiger Kraftstoff in Pkw und Nutzfahrzeugen im fortentwickelten Verbrennungsmotor eingestuft. Für den Brennstoffzelleneinsatz ist Erdgas zur Verteilung an Tankstellen nicht in der Diskussion, sondern es wird statt einer Erdgas-Reformierung an Bord der direkte Einsatz von Wasserstoff im Fahrzeug favorisiert. Ein verstärkter Erdgaseinsatz im Fahrzeugbereich könnte aber in diesem Kontext eine sinnvolle mittelfristige Übergangslösung zu einem langfristigen Wasserstoffsystem darstellen. Die bis zu den Tankstellen geschaffene Infrastruktur könnte dann auf Wasserstoff umgestellt werden, indem vor Ort Reformieranlagen installiert werden.

Grundsätzlich ist auch ein verstärkter Stromeinsatz im Verkehr denkbar. Stromanwendungen beschränken sollten sich zur Vermeidung von Entladungsverlusten dabei vor allem auf Fahrzeuge mit planbarem Fahreinsatz (z. B. Linienbusse, Lieferfahrzeugflotte der Post und Paketdienste im Nahverkehr sowie Stadtautos die jeweils nur kurze Entfernungen zurücklegen) beschränken. Eine breitere Einführung von Stromfahrzeugen im MIV oder Güterverkehr gestaltet sich dagegen schwieriger, da außer Batteriespeichersystemen derzeit kei-

ne anderen Energiebereitstellungsarten (z. B. Stromabnahme aus der Fahrbahn) realistisch vorstellbar sind. Begrenzend wirken hier die Spezifika der Speicherung des elektrischen Stroms. Gerade im MIV werden die Betreiber bestrebt sein ihre Fahrzeuge immer maximal einsatzbereit zu halten. Hierzu gehört auch die Vorhaltung der Fahrbereitschaft für lange Strecken (dies bestätigen auch Feldversuche mit Elektroautos). Das hierzu notwendige ständige Aufladen der Batterien (in den Feldversuchen wurde häufig über Nacht aufgeladen) führt zu hohen Speicherverlusten (durch Entladung in den Wartezeiten vom hohen Ladenniveau aus) und zu einer zudem hohen Belastung der Batterien. Auch technologisch haben sich in den letzten Jahren kaum Verbesserungen der Batterietechnik eingestellt, die eine veränderte Entwicklung ermöglichen. Die Lebensdauer (Anzahl der Entladezyklen) ist nach wie vor begrenzt und die Energiedichte gering. Letzteres wirkt sich vor allem auch deswegen nachteilig aus, weil Fahrzeuge unter den klimatischen Bedingungen in Deutschland mit einem Heizungssystem ausgerüstet sein müssen. In den Fahrzeugen führt dies zu einer deutlichen Leistungserhöhung mit aufgrund der geringen Energiedichte entsprechenden negativen Eigenschaften.

Tabelle 7-1 stellt die wesentlichen die verschiedenen Kraftstoffe charakterisierenden Eigenschaften vergleichend gegenüber.

Langfristig, so die einhellige Meinung der Experten der VES, wird sich Wasserstoff als Energieträger durchsetzen, sofern es gelingt ihn auf der Basis erneuerbarer Energien (z. B. via Elektrolyse) bereitzustellen. Heute und auf absehbare Zeit erscheint es jedoch sinnvoller, den regenerativ erzeugten Strom besser direkt einzusetzen, da hiermit auf absehbare Zeit eine deutlich größere CO₂-Minderungswirkung erzielt werden kann (vgl. Abbildung 7-6). In vergleichbarer Weise gilt dies auch für die höhere Effizienz des Einsatzes von Biomasse in der Stromerzeugung statt der Verwendung als Kraftstoff. Darüber hinaus wird Biomasse als speicherbare Form erneuerbarer Energien und damit als flexibel einsetzbares Regulativ zu dem fluktuierenden Energieangebot von Wind- und Sonnenenergie benötigt. Trotz der erforderlichen Fokussierung des Einsatzes von erneuerbaren Energien auf andere Bereichen, sollte dennoch die Option für ihren Einsatz im Verkehr offengehalten werden und zumindest entsprechende Nischenmärkte besetzt werden.

Tabelle 7-1: Qualitative Bewertung der Vor- und Nachteile alternativer Kraftstoffe/Kraftstoffverwendungen im Vergleich zum Benzineinsatz in herkömmlichen Motoren (+++ sehr viel besser -> --- sehr viel schlechter)

	Infrastruktur	Klimabilanz	Kosten	Langfristige Verfügbarkeit	Bemerkung
Diesel (in Verbrennungskraftmaschine)	o	+	+	o	
Benzin (in Brennstoffzellen)	o	-	-	o	Stabiler Benzin-Reformer on-board noch nicht entwickelt
Wasserstoff	----	---- +++ o / ++ o/+ o/+	-- --- --- -- -	+ +++ + + ++	Elektrolyse mit gegebenem Strommix Elektrolyse mit REG-Strom Kvaerner-Plasmaprozess Erdgasreformierung Kohlevergasung/CO ₂ -Abtrennung
Methanol	-	+++ -- o/- ++ + / ++ +++	-- - o - -- ---	++ ++ + + +++ +++	Biomassereformierung Kohlevergasung Erdgasreformierung Stranded Gas CO ₂ -Rauchgase/REG-Strom CO ₂ (atm.)/REG-Strom
Strom	o/-	o/+	-	+	
Erdgas	o/-	+	-	+	Einsatzbereich Ottomotor, wg. Reformierung in BZ besser direkter H ₂ -Einsatz
Ethanol	-	o/+	--	++	Mengenverfügbarkeit beschränkt; Vergärungsprozess aus Weizen/Zuckerrüben
Rapsöl/RME	-	o/+	-	++	Mengenverfügbarkeit beschränkt; Flächenkonkurrenz Ökolandbau, klimarelevanter Düngemiteleinsatz -> Sonderkraftstoff

Wie das Beispiel in Abbildung 7-6 zeigt wird der Wasserstoffeinsatz im Verkehr unter den Bedingungen einer insgesamt nachhaltigen Systementwicklung erst etwa ab dem Jahr 2040 ökologisch konkurrenzfähig. Der Anteil erneuerbarer Energien hat in dem betrachteten Beispiel in der Stromerzeugung die 50% Marke überschritten, der fossile Anteil basiert wesentlich auf dem Einsatz von Erdgas in effizienten KWK-Anlagen, wodurch die Kohlenstoffintensität des durch eine zusätzliche kWh Strom aus erneuerbaren Energien substituierten Stroms deutlich absinkt. Mit einem entsprechenden Anteil erneuerbarer Ener-

gien an der Stromerzeugung ist zudem ein Zeitpunkt erreicht, wo Wasserstoff als Speichermedium langsam an Bedeutung gewinnt.

Minderung der spezifischen CO₂-Emissionen in kg/kWhREG-Einsatz

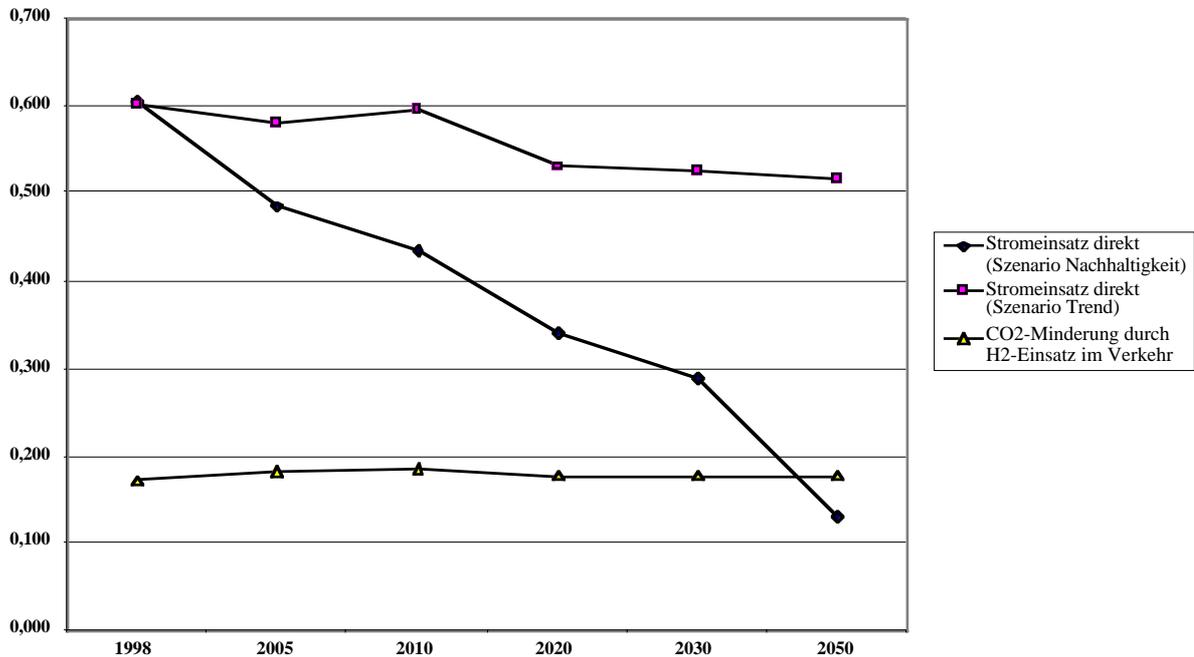


Abbildung 7-6: Spezifische Minderung der CO₂-Emissionen durch den Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien

Der flächendeckende Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft wird aus den aufgeführten Gründen noch einige Jahrzehnte dauern. Umfangreiche Infrastrukturinvestitionen in diesen Sektor sind bis dahin nicht kosteneffizient im Hinblick auf die erzielbaren Einsparungen an fossilen Energien und den Klimaschutz. Andererseits sind die langen Zeitkonstanten zu beachten, die für den Aufbau neuer Infrastrukturen erforderlich sind. Notwendig erscheint in jedem Fall die Fortsetzung von öffentlich geförderter Forschung und Entwicklung und die Umsetzung von Pilotprojekten⁵. Darüber hinaus sollte der Aufbau von geeigneten Nischenmärkten geprüft werden; die Auswahl dieser Nischen ist jedoch schwierig. Der ÖPNV erscheint dafür aufgrund des dort bestehenden Kostendrucks ohne massive zusätzliche staatliche Unterstützungen nicht geeignet. Im Hinblick auf den unter Klimaschutzgesichtspunkten besonders problematischen Flugverkehr dürften aufgrund der zentralen Strukturen die infrastrukturellen Probleme zwar am geringsten, dafür aber die technisch-ökonomischen Schwierigkeiten besonders hoch zu liegen. Darüber hinaus sind aufgrund der klimarelevanten Wasserdampfemissionen auch die Entlastungswirkungen unklar..

Von entscheidender Bedeutung erscheint also die Frage, wie die Übergangszeit in ein derzeit noch nicht terminierbares Wasserstoffzeitalter gestaltet werden kann. Die Grundsatzentscheidung für den Übergangsenergieträger im Verkehr „nach Benzin und Dieselkraft-

⁵ In Norwegen wird z. B. im Jahr 2002 in einem Gemeinschaftsprojekt von Statkraft, Sydskraft und ABB eine Windkraftanlage zur Erzeugung von Wasserstoff in Betrieb gehen.

stoff“ wird aller Voraussicht zwischen Methanol und Erdgas fallen. Aus heutiger Sicht könnte Erdgas diese Schlüsselfunktion zukommen. Als bereits eingeführter Energieträger sind die Infrastrukturveränderungen im Verhältnis zu Methanol ebenso geringer einzuschätzen wie die u. U. zu erwartenden Akzeptanzprobleme.

Aber auch aus energetischen und damit letztendlich ökologischen Gründen macht ein Einsatz von Erdgas im Vergleich zu Methanol Sinn. Betrachtet man nur die reinen kraftstoffbezogenen CO₂-Emissionen und lässt Unterschiede in der Effizienz der Antriebssysteme selber zunächst unberücksichtigt, weist der direkte Einsatz von Erdgas eine um rund 25% geringere CO₂-Intensität auf als der Umweg über die Umwandlung von Erdgas in Methanol (vgl. Abbildung 7-7). Methanol hat nur dann Vorteile gegenüber Erdgas, wenn es auf der Basis erneuerbarer Energien bereitgestellt werden kann, also z. B. aus Biomasse oder aus elektrolytisch hergestelltem Wasserstoff.

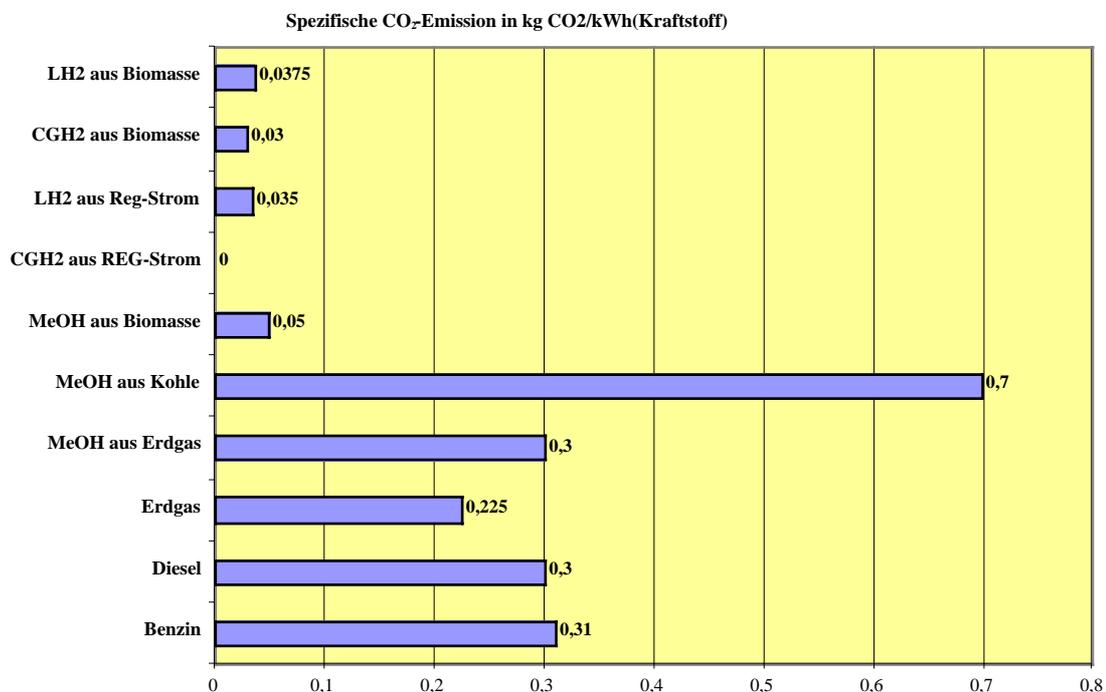


Abbildung 7-7: Spezifische kraftstoffbezogene CO₂-Emissionen (ohne Berücksichtigung der Wirkungsgrade des Antriebssystems) von verschiedenen Kraftstoffen (Pasel 2000, VES 2000, eigene Abschätzungen)

Nach Abbildung 7-7 führt der Einsatz von Methanol aus Biomasse etwa nur zu einem Sechstel der CO₂-Emissionen wie die Verwendung von Benzin als Kraftstoff. Dass angesichts des als CO₂-frei gewerteten Biomasseeinsatzes überhaupt eine CO₂-Belastung auftritt, ist der vorgelagerten Kette der Biomassebereitstellung geschuldet. Aufgrund der begrenzten Potenziale biogener Energieträger und der bereits erwähnten Nutzungskonkurrenzen (zum Biomasseeinsatz im Bereich der Stromerzeugung) dürfte Methanol aus Biomasse trotz der günstigen Klimabilanz langfristig keine entscheidende Rolle spielen.

Auf der nationalen Ebene sind die maximalen Nutzungspotenziale von Biomasse auf wenige Prozentpunkte des derzeitigen Verbrauchs der Fahrzeugflotte begrenzt. Selbst wenn

ein Viertel der landwirtschaftlichen Nutzfläche mit entsprechenden schnellwachsenden Pflanzen bewirtschaftet würde, könnten kaum mehr als 10% des deutschen Dieselbedarfs abgedeckt werden. Beschränkt man sich auf die ökologisch sinnvollere Reststoffnutzung aus der Forst- und Landwirtschaft reduziert sich das nutzbare Potenzial unabhängig von der Betrachtung konkurrierender Einsatzgebiete deutlich. Europaweit zeigt sich ein vergleichbares Bild. Je nach Potenzialabschätzungen und Einbeziehung des Energiepflanzenanbaus liegt der maximal substituierbare Anteil des derzeitigen Kraftstoffverbrauchs zwischen 10% und maximal 50% (LBS 2000). Die Obergrenze wird jedoch durch einen massiven (ökologisch bedenklichen) Energiepflanzenanbau bestimmt und ist als hochgradig unrealistisch einzustufen.

Auch unter Berücksichtigung der im Antriebssystem erreichbaren Wirkungsgrade stellt sich ein vergleichbares Bild für die Klimarelevanz der einzelnen Kraftstoffe der (vgl. Abbildung 7-8). Danach ergibt sich abseits der auf erneuerbaren Energien basierenden Optionen für die jeweils betrachteten Antriebssysteme (VM: Verbrennungsmotor; BZ: Brennstoffzelle) eine Überlegenheit des Erdgaseinsatzes gegenüber der Verwendung von Methanol. Zudem wird noch einmal deutlich, dass die Verwendung von Erdgas (Reformierung an der Tankstelle) bisher die einzige Option darstellt, wo der Brennstoffzelleneinsatz im Auto signifikante ökologische Vorteile gegenüber dem Benzin-Verbrennungsmotor haben könnte solange fossile Primärenergien als Vergleichsbasis herangezogen werden.

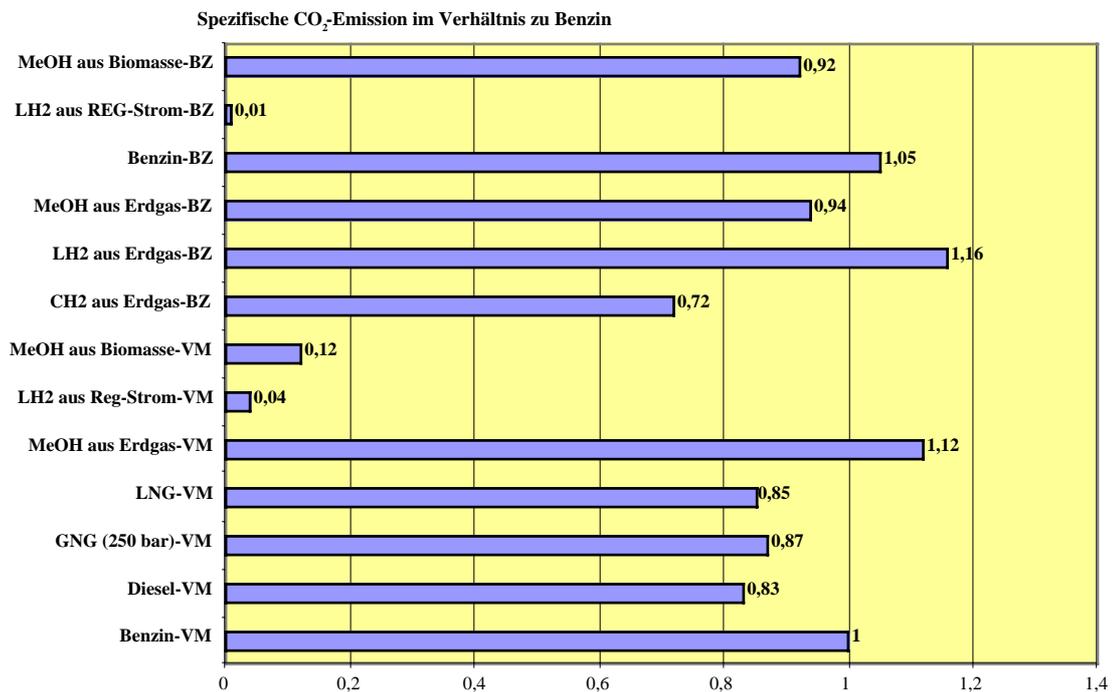


Abbildung 7-8: Spezifische CO₂-Emissionen verschiedener Kraftstoffe und Antriebe im Verhältnis zum Benzin unter Berücksichtigung der gesamten Prozesskette (Patyk 2001)

Im Ergebnis erscheinen die hier diskutierten Varianten von Energiespartechniken und alternativen Antriebs-/Kraftstoffkonzepten trotz der langfristig bereits im Trend zu erwartenden Rückgänge des Energiebedarfs auch bis 2050 energie- und klimapolitisch bedeut-

sam. Allerdings ist das Gewicht dieser Frage möglicherweise deutlich geringer als das bisher ungelöste Problem der künftigen Gestaltung der Verhältnisse im Luftverkehr. Dieser im politischen Raum bisher weniger adressierten Fragestellung kann auch an vorliegender Stelle nicht im einzelnen nachgegangen werden, sollte aber in zukünftigen Untersuchungen ein besonderer Schwerpunkt beigemessen werden.

Die Motivation für einen stärkeren Einsatz von Erdgas rührt letztlich aus verschiedenen, nicht nur aus ökologischen Gründen und läßt sich . zusammenfassend wie folgt darstellen:

- die heute nahezu vollständige Abhängigkeit des Strassenverkehrs als dominierende Größe für den Energieverbrauch des Verkehrssektors vom Erdöl ist nicht nachhaltig. Der verstärkte Einsatz von Erdgas zu Lasten von Benzin stellt damit einen direkten Beitrag zur Erhöhung der Versorgungssicherheit dar.
- Erdgas ist ein bereits etablierter und akzeptierter Energieträger mit einer funktionierenden Infrastruktur
- im Vergleich zu der Verwendung von Benzin wirkt sich bei vergleichbaren Motorwirkungsgraden die geringere Kohlenstoffintensität positiv auf die CO₂-Bilanz aus
- Der technologische Entwicklungsbedarf beim Einsatz von Erdgas im Verbrennungsmotor ist vergleichsweise gering.
- Im Fazit kann Erdgas k ein Wegbereiter für den späteren flächendeckenden Einsatz von Wasserstoff im motorisierten Individualverkehrs sein.

Auch wenn heute sehr viel für eine zukünftige Wasserstoffinfrastruktur im Verkehr spricht, ist diese Entwicklung doch keineswegs gesetzmäßig vorgegeben. Möglicherweise lässt sich der Verkehr auch auf einem reinen elektrischen System aufbauen (vgl. nachfolgende Wendeszene). Für die Antriebsenergie selber wären hier keine neuen Infrastrukturen zu schaffen. Schwankungen im Angebot erneuerbarer Energieträger können auch in der Form von „fahrenden Speichern“ ausgeglichen werden. Die Probleme kurzer Reichweiten scheinen lösbar durch die Einrichtung von leicht handhabbaren Batteriewechselstationen an den Tankstellen. Nichts ist also sicher und die Zukunft des Verkehrssystem schon überhaupt nicht. Dennoch eine Entscheidung heute, für Erdgas als Übergangenergieträger, ist auch diesbezüglich keine Fehlentscheidung. Die im Sommer 2001 angelaufene Initiative von Ruhrgas „ErDas Mobil“ im Verbund mit Partnern aus der Mineralölwirtschaft (z. B. BP) bis zum Jahr 2005 mit mehr als 1.000 Tankstellen ein flächendeckendes Erdgastankstellennetz in Deutschland aufzubauen, ist damit ebenso als ein wesentlicher Schritt in diese Richtung zu verstehen wie das vom BMU, der Gaswirtschaft und dem Berliner Senat im September 2001 gestartete Projekt „Tausend Umwelttaxis in Berlin“. Gerade Vielfahrer können bereits kurzfristig von dem neuen Energieträger Erdgas profitieren, da die für die Antriebsseite aufzuwendenden Mehrkosten durch die bis zum Jahr 2009 im Rahmen der ökologischen Steuerreform fixierte deutliche Steuerbegünstigung schnell kompensiert werden können.

7.4 Die langfristige Lösung: Wasserstoff oder Strom?

7.4.1 Der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur

Mit der verstärkten Nutzung von Erdgas wird auch die Grundlage für den späteren Einsatz von Wasserstoff gelegt. Wesentliche (und aus Infrastrukturgesichtspunkten am wenigsten aufwendige) Möglichkeiten zeigen sich dabei zunächst in der Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz, wobei mit Rücksicht auf Probleme mit der Wasserstoffversprödung Anteile von 10% nicht überschritten werden sollten (Ruhrgas, persönliche Angaben). Darüber hinaus ist der Einsatz von Wasserstoff im Flugverkehr mit vergleichsweise geringem infrastrukturellen Aufwand verbunden. Die notwendigen Maßnahmen beschränken sich auf einige wenige Standorte im Land. Jedoch ist hier, mehr noch als in anderen Bereichen, eine international abgestimmte Vorgehensweise notwendig, sofern keine hybriden Antriebsoptionen zur Anwendung kommen können. Im Nachhaltigkeitszenario wird unterstellt, dass Wasserstoff in diesem Bereich am schnellsten der Durchbruch gelingt. Dabei wird angenommen, dass Wasserstoff vor allem in solchen Flughöhen zum Einsatz kommt, wo der bei der Verbrennung freiwerdende Wasserdampf nicht klimarelevant ist. Der Marktanteil von Wasserstoff am Flugverkehr steigt diesen Annahmen entsprechend von 2,5% im Jahr 2010 (im wesentlichen fossiler Wasserstoff zu Testzwecken) über 5% (10%) im Jahr 2020 (2030) auf schließlich 90% im Jahr 2050 an.

Neben dem Flugverkehr eignet sich der ÖSPV am besten für die Wasserstoffnutzung. Auch hier sind nur vergleichsweise wenige zentrale Tankstellen zu bedienen. Der abgeschätzte Marktanteil steigt hier von 2,5% im Jahr 2030 über 7,5% im Jahr 2040 auf 25% zum Ende des Betrachtungszeitraums an. Im Bereich des MIV stellt sich eine geringere Dynamik ein, hier werden 2050 erst Anteile von 5% unterstellt.

Damit gewinnt Wasserstoff im Verkehrsbereich vor allem nach dem Jahr 2030 zunehmend an Bedeutung. Mit einem Anteil von 18% im Jahr 2050 gehört er im 2050 neben Benzin, Diesel und Erdgas schon zu einer der wesentlichen Stützen des dann diversifizierten Verkehrssystems. Dabei handelt es sich, nachdem der Wasserstoff zunächst noch aus fossilen Quellen, d. h. Erdgasreformierung, gewonnen wird, zu diesem Zeitpunkt zum überwiegenden Anteil (40% im Jahr 2030 und 83% im Jahr 2050) um elektrolytisch hergestellten Wasserstoff, wobei von dezentralen, an den Tankstellen postierten Elektrolyseuren im MW-Bereich ausgegangen wird. Insgesamt wird im Verkehrsbereich 2050 eine Wasserstoffmenge von knapp 200 PJ nachgefragt. Gleichzeitig stellt dies die im gesamten Energiesystem angeforderte Menge dar, da die anderen Endenergiesektoren zunächst noch ohne diesen neuen Energieträger auskommen.

Für die Wasserstoffbereitstellung ist im Jahr 2050 eine zusätzliche regenerative Stromerzeugung von ca. 57,4 TWh erforderlich. Dies deckt 83% des Energiebedarfs für die Herstellung ab. Weitere 17% resultieren aber auch im Jahr 2050 noch aus der Erdgasreformierung, die überhaupt erst den Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft ebnet und die Möglichkeiten zum langfristig orientierten Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur schafft, in dem sie den notwendigen Vorlauf garantiert. Dabei ist bereits die auf Erdgas aufbauende Infra-

struktur dezentral angelegt. Hierzu ist es notwendig in den nächsten beiden Jahrzehnten einen Erdgasreformer zu entwickeln, der den neuen Kraftstoff direkt an der Tankstelle bereitstellt.

Der Inputstrom für die Wasserstoffelektrolyse wird zu überwiegenden Anteilen durch eine höhere Ausschöpfung der offshore Windenergiepotenziale (23,4 TWh) und einen erhöhten Stromimport (17 TWh) realisiert. Obwohl die Möglichkeiten der zusätzlichen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien für die Wasserstoffbereitstellung aus Potenzialsicht grundsätzlich gegeben sind, ist doch noch einmal klar herauszustellen, dass die Einführung eines neuen, kohlenstofffreien Kraftstoffes eine enorme Herausforderung darstellt. Ohne die Verbindung dieser Strategie mit einer Effizienzoffensive würde der Beitrag des Wasserstoffs nicht viel mehr als ein Tropfen auf dem heißen Stein darstellen, liegt doch der hiermit verbundene CO₂-Minderungsbeitrag gerade einmal bei knapp 15 Mio. t CO₂/a, d. h. etwa 1,5% der CO₂-Emissionen des Jahres 1990. Will man jedoch über die 80%-ige CO₂-Minderung im Jahr 2050 hinaus weitere Minderungserfolge erzielen, dann geht dies nur mit einem klimaverträglichen Energieträger

Zu prüfen ist noch, ob nicht der direkte Einsatz von Strom als Antriebsenergie für den Fahrzeugbereich eine ernsthafte Alternative darstellen kann.

7.4.2 Meta-Alternative : Strom als Grundlage eines regenerativ basierten Energiesystems

Als Vision eines zukünftigen Energiesystems wird seit den siebziger Jahren die Solare Wasserstoffwirtschaft genannt: die Kombination von regenerativen, vor allem solaren Energiequellen und der Transport und die Speicherung dieser Energie in Form von Wasserstoff. Technischer Fortschritt auf dem Gebiet der Stromverteilung und -speicherung fügt dieser Vision eine Variante hinzu, die der Solaren Stromwirtschaft.

Die Wasserstoffwirtschaft wurde in den frühen Ausformulierungen dieser Vision insbesondere mit der Notwendigkeit des Transports von Energie aus den sonnenreichen Gegenden in unsere Breiten und der Speicherfähigkeit eines in chemischer Form vorliegenden Energieträgers begründet. Ein geeignetes Transportmittel und Speichermedium schien Wasserstoff zu sein, da der sich vor Ort mittels Elektrolyse aus Wasser gewinnen lässt und verflüssigt per Schiff oder durch Pipelines an den Ort des Energiebedarfs transportiert werden kann. Dort kann er dann sowohl als Kraftstoff für den Verkehrssektor, als Brennstoff in der Wärmeerzeugung wie auch zur Verstromung eingesetzt werden. Während die Rückverstromung früher in herkömmlichen Kraftwerken vorgesehen war, bietet sich heute insbesondere die Brennstoffzelle als wesentlich effizientere Umwandlungstechnologie an. Neuere Untersuchungen belegen jedoch, dass vor allem in Folge der Entwicklung der Hochspannungsübertragung (HGÜ, HDÜ) der direkte Transport elektrischer Energie über weite Entfernungen effizienter und kostengünstiger durchgeführt werden kann als der Transport von in Wasserstoff gespeicherter Elektrizität. Der Bedarf für die großtechnische Umwandlung solar erzeugten Stroms in Wasserstoff in entfernten Regionen zum Zweck

des Ferntransports ist damit stark reduziert und kann sich allenfalls sehr langfristig aus dem Wunsch nach Überbrückung sehr großer interkontinentaler Entfernungen ergeben .

Wie sieht es aber mit seinem Einsatz im Inland aus? Wie Kapitel 5 zeigt, ist die Notwendigkeit zusätzliche Speichermedien einzusetzen, zwar noch gegeben, verschiebt sich aber zu großen Anteilen erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch. Energiespeicherung in weitgehend auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem ist vor allem in netzunabhängigen und -losen Energiesystemen, so im Bereich des Straßenverkehrs und der nicht an Fernwärme-, Gas-, oder Stromnetz angeschlossenen Haushalte erforderlich. Darüber hinaus bedürfen auch die Netzsysteme, hier vor allem auch das Stromsystem, einer gewissen Reservekapazität. Im Zuge der Entwicklung eines regenerativen Energiesystems wird die heute bestehende Notwendigkeit nach Reservekapazität darüber hinaus in eine Notwendigkeit nach Ausgleichsmaßnahmen insgesamt münden, da neben der schwankenden Nachfrage dann auch ein fluktuierendes Angebot organisiert werden muss. Nach bisherigen Überlegungen sind Anteile fluktuierender Quellen an der Stromerzeugung von mehr als zwanzig Prozent nicht mehr mit dem bisherigen Stromsystem und seinen Erzeugungsstrukturen aufzufangen. Kapitel 5 versucht aber zu zeigen, dass eingebettet in ein intelligentes Ausgleichssystem unter Einbeziehung verschiedenster dezentraler Optionen auch höhere Anteile realisierbar sind.

Strategien bezüglich der Ausgleichsmaßnahmen können prinzipiell zwei Elemente beinhalten: Speicherung und bessere Verteilung. Verteilung bezeichnet dabei die Meta-Netzebene, womit der Ausgleich von Elektrizität über die die Fluktuationen verursachenden physischen Grenzen hinaus gemeint ist. Beispielsweise können tageszeitbedingte Schwankungen von Angebot und Nachfrage bei einer großräumigen Verteilung der Anlagen durch einen West-Ost-Ausgleich, jahreszeitlich bedingte Schwankungen durch einen Nord-Süd-Ausgleich gemildert werden. Eine weitere mögliche Maßnahme stellt die gezielte Nachfragesteuerung durch den Netzbetreiber dar, beispielsweise durch die Bewirtschaftung taktender und speichernder Stromverbraucher (Kühlgeräte, Herde), wie dies innerhalb einiger Unternehmen unter dem Stichwort Lastmanagement bereits geschieht. Denkbar ist auch durch unterschiedliche am verfügbaren Stromangebot jeweils orientierte Preiszonen indirekt steuernd auf die Nachfrage einzuwirken. Es stellt sich also die Frage, inwiefern Spitzenlasterzeugung und Speicherung in einem zukünftigen Energiesystem überhaupt notwendig sind, sofern Optionen der besseren Anpassung des Stromangebotes an die Nachfrage wahrgenommen werden. Kapitel 5 versucht hierauf eine erste Antwort zu finden.

Bleibt das Problem der universellen Einsetzbarkeit. Wasserstoff kann eine vergleichbare Rolle wie die konventionellen Energieträger Erdgas und Erdöl übernehmen, d. h. im Verkehr, Gebäudebereich und zur Prozesswärmeerzeugung gleichermaßen eingesetzt werden wie für die Stromerzeugung. Wie sieht die Komplementärstrategie hierzu im Stromsystem aus: in den meisten Fällen läßt sich Strom direkt oder indirekt (z., B. über eine mehr oder weniger effiziente Wärmepumpe) in Wärme umwandeln. Begünstigt durch neue und verbesserte Batterie-Entwicklungen sind heute aber auch im Verkehrsbereich verbesserte Nutzungsmöglichkeiten von Strom gegeben (vgl. Wende-/Konfliktszene Automobil).

Konfliktszene: Automobylantrieb mit elektrischer Energie

Fast geräuschlos mit leisem Surren dreht der kleine, an einen Roadster erinnernde Wagen seine Runden auf dem Werksgelände. „Ein Prototyp“, sagt Herr Burg beim Aussteigen. Als Inhaber eines kleinen kunststoffverarbeitenden Unternehmens im Bergischen, Zulieferbetrieb auch für die Automobilindustrie, experimentiert er schon seit Jahren mit Elektroautos. Vor kurzem hat die Firma Burg für Schlagzeilen gesorgt mit der Ankündigung, in einem Jahr ein batteriebetriebenes Kleinauto in Serie bauen zu wollen. Was ungewöhnlich klingt für ein Unternehmen der Kunststoffbranche, erklärt Herr Burg so: „Zumindest besitzen wir genügend Kompetenzen für den Bau von leichten, kunststoffbasierten Karosserien. Wahrscheinlich sogar mehr als die großen Konzerne.“ Und nicht aus Tradition oder persönlicher Vorliebe habe man sich für den Bau eines Elektroautos entschieden, sondern sei der Logik einer Entwicklung des Energiesystems gefolgt und teilweise vorausgeeilte, die jetzt zu greifen beginne.

Herr Burg: „Elektroautos wurden lange belächelt. Keine Leistung, keine Reichweite, die ewig langen Ladezeiten. Und dann erst die Ökobilanz. Da hat doch keiner der Großen mehr einen Euro daran verschwendet. Jetzt hingegen machen die Fortschritte in der Batterietechnik und vor allem die veränderten Rahmenbedingungen des Energiesystems diese Technik wieder interessant.“ Herzstück ihres Elektroautos, so sagt Herr Burg, sei eine neu entwickelte Batterie, „eine Gel-Batterie, die wir exklusiv beziehen“. Viel leichter als vergleichbare herkömmliche Batterien sei sie bei größerer Leistungsdichte, belaste das Fahrzeugkonzept also nicht ungebührlich mit Gewicht. Gewicht spielt generell eine große Rolle beim Burg'schen Auto, daher auch ein konsequentes Leichtbaukonzept auf Basis von – teilweise faserverstärktem – Kunststoff. „Leistung und Reichweite stimmen“, sagt Herr Burg, „doch das eigentliche Neue, das ...“, er zögert kurz, „nahezu revolutionäre ist die Integration in das Stromsystem und die resultierende Ökobilanz.“ Seitdem in den letzten zehn Jahren der Anteil der regenerativen Energien an der Energieversorgung kontinuierlich gestiegen ist und heute die Marke von 30% überschritten hat, zeigte sich für ihn aus der Sicht eines Autobauers vor allem zwei Konsequenzen: „Erstens sank der Emissionsfaktor der öffentlichen Stromerzeugung kontinuierlich, so dass ich mir den Zeitpunkt ausrechnen konnte, zu dem mein Elektroauto-Konzept klimaverträglicher war als konventionelle Autos auf Erdöl- und auf Erdgas-Basis. Diesen Zeitpunkt haben wir nun schon erreicht. Zweitens ist mit dem hohen Anteil fluktuierender Quellen an der Stromerzeugung der Bedarf nach Ausgleichsmaßnahmen – Speicherung, Verteilung oder Spitzenlasterzeugung von Strom – dringlich geworden. Diesem Bedarf kommen wir mit unseren Batterien – Speichern elektrischer Energie – entgegen.“

Auf diesen beiden Feldern hat Herr Burg schon Erfolge gelandet. In Fachzeitschriften ließ sich nachlesen, dass sein Fahrzeugkonzept jetzt eine bessere Ökobilanz und geringere Klimagasemissionen als konventionelle, selbst brennstoffzellenbetriebene Fahrzeuge auf Erdöl- und Erdgasbasis aufweist. Desweiteren hat er Vorverträge mit einer Reihe kommunaler Energieversorger geschlossen. Sie wollen die Kapazität seiner Elektroautos zum Ausgleich ihrer tageszeitlichen Differenzen zwischen Stromangebot aus fluktuierenden Quellen und

Nachfrage nutzen, und dafür im Gegenzug die Versorgungsinfrastruktur für das Elektroauto zur Verfügung stellen. Möglich wird dies allerdings erst durch ein pfiffiges Speicher- und Batteriekonzept des Autos. Herr Burg erklärt: „Eines unserer Hauptanliegen war, die langen Ladezeiten für die Elektroautos zu umgehen. Deshalb tanken wir nicht nach, wir wechseln aus!“ Ein Vorrat von Batterien verbleibt bei den Versorgungsstationen und wird – so der Idealfall – von den Stromversorgern gezielt bewirtschaftet, und nach Versorgungslage beladen und teilweise auch kurzfristig entladen. Für den privaten Elektroauto-Besitzer gleicht die Batterie einem Pfandkasten, den er bei der Versorgungsstationen austauschen läßt, und dabei die Differenz zwischen mitgebrachter und neu eingeladener Energiemenge bezahlt. „So stellen wir nebenbei sicher, daß die Batterien fachgerecht beladen und entladen werden. Und die in den vorrätigen Batterien gebundene Kapazität, die sich ja durch die Benutzung der Elektroautos beständig erneuert, kann den Stromversorgern als Speicher dienen, so daß sie auf das eine oder andere Spitzenlastkraftwerk verzichten können, ebenso wie auf die Zwischenspeicherung in Wasserstoff, die ja alles in allem höchstens 60% Wirkungsgrad erreicht.“ Voraussetzung hierfür ist natürlich, dass die Batterien über eine geringe Selbstentladung verfügen und sehr viele Lade-/Entladezyklen unbeschadet überstehen. Anforderungen, die von heutigen Systemen noch nicht erreicht werden, es bleibt also noch viel zu tun.

Entstanden ist das Projekt vor fünf Jahren aus einem von Bund und Land unterstützten Netzwerk, in dem sich kleine und mittelständische Firmen verschiedener Branchen – vom Kunststoffzulieferer bis zum Batteriesystemanbieter – über die Anforderungen zukünftiger Mobilität informiert und ausgetauscht haben. Nun hofft Herr Burg noch auf eine baldige Einigung mit einigen Großabnehmern, „die Post zum Beispiel und die Kommunen, aber auch Taxi-Unternehmen, Lieferservices usw.“. Erst dann kommen die Vorverträge mit den kommunalen Versorgern für den Bau von Versorgungsstationen zum Greifen. Die Batterie läßt sich zwar auch über eine normale Steckdose laden, „und die Autokäufer werden eine kleine Ladestationen inklusive Online-Steuerung des Stromversorgers und eine Wechselbatterie mit erwerben. Komfort für längere Reisen erreicht man jedoch nur, ähnlich wie jetzt auch, mit hinreichender Dichte von Versorgungsstationen.“, so Herr Burg. Während die Mineralölkonzerne mit ihrem Tankstellennetz neue Konkurrenz sehen, sieht er in Zukunft vorwiegend die Gastankstellen der kommunalen und der großen Multi-Versorger als Batteriewechselstationen. „Vielleicht verkaufen aber auch einige unabhängige Produzenten, Industriebetriebe beispielsweise, ihre überschüssige Eigenproduktion. Wichtig ist dabei nur eins: der Auto-Strom muß die CO₂-Effizienz vergleichbarer diesel-, benzin- und gasbetriebener Fahrzeuge schlagen. Denn es kann nicht sein, daß wir plötzlich mit Braunkohlestrom Auto fahren und meinen, das sei fortschrittlich und ökologisch...“

Ökologisch gerechtfertigt ist der Stromeinsatz in Verkehr und der Wärmeerzeugung eines regenerativen Energiesystems – in Analogie zum Einsatz von Wasserstoff - nur dann, wenn ein entsprechend hoher Anteil regenerativer Energien an seiner Erzeugung beteiligt ist und deshalb vergleichsweise geringe spezifische Klimagasemissionen in der Prozesskettenbetrachtung resultieren. Auch unter Systemgesichtspunkten kann ein strombasiertes

System tragfähig sein, wenn es Stromanwendungen in den Bereichen Wärmeerzeugung und Verkehr miteinander verknüpft und es mittels Wärme- bzw. Batteriespeichern gelingt ausgleichend auf die tageszeitlichen Fluktuationen einzelner Erzeugungsoptionen einzuwirken.

Es zeigt sich, dass Wasserstoff auch in einem regenerativ basierten Energiesystem als chemischer Energiespeicher in den Bereichen Verkehr, Wärmeerzeugung und Stromerzeugung (inkl. der Funktion Ausgleichsmaßnahmen wahrzunehmen) aus prinzipiellen Überlegungen heraus ersetzbar ist, zumindest jedoch auf der Zeitachse der Umgestaltung des Energiesystems relativ spät anzusiedeln ist. Auch wenn in den zuvor dargestellten Betrachtungen im Nachhaltigkeitsszenario der Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft am Ende des Betrachtungszeitraums skizziert worden ist, sollte vorgenannten Überlegungen zu Folge die Stromoption für den Bereich Verkehr noch offen gehalten werden.

7.5 Kosten von Kraftstoffen

Wie im Strom- und Wärmebereich ist die Bereitstellung emissionsarmer Energie aus erneuerbaren Energien auch im Verkehrsbereich derzeit noch teurer als aus fossiler Primärenergie, wo Herstellungs- und Vertriebskosten zusammen 0,8 bis 0,9 cent/MJ ausmachen (vgl. Abbildung 7-8). Zwar ist das emissionsarme Biogas mit dem Faktor 2 in der Bereitstellung noch relativ günstig, es ist aber potenziell unbedeutend. Biodiesel und Ethanol erfordern für eine Halbierung der spezifischen Emissionen die etwa dreifachen Herstellungskosten. Methanol aus Restholz mit niedrigem Emissionsniveau um 20 g CO₂-Äquivalent/MJ verursacht Herstellungskosten um 4 cent/MJ (bei der Herstellung aus Energiepflanzen steigen sowohl die Kosten wie – unter Berücksichtigung aller relevanter Treibhausgase - die Emissionshöhe).

Die niedrigsten klimarelevanten Emissionen um 10 – 15 g CO₂-Äquivalent/MJ bewirkt elektrolytisch erzeugter Wasserstoff, zumindest dann wenn die Energiequelle regenerativer Strom ist. Wird auch in der Vorkette (Anlagenerstellung, Transport, Verdichtung, Verflüssigung) zunehmend erneuerbare Energie eingesetzt, so gehen diese Emissionen gegen Null. Derzeit erlaubt es nur der Einsatz von kostengünstigem Wasserkraftstrom (z.B. Island, Norwegen) und Windstrom in den Kostenbereich von Biomasse-Kraftstoffen vorzustoßen. Mit Strom aus solaren Kraftwerken würde Wasserstoff in den nächsten Jahren frei Großabnehmer in Deutschland rund 6 cent /MJ kosten. Mit den noch möglichen erheblichen Kostenreduktionspotenzialen kann längerfristig Windwasserstoff zu Kosten von 3 cent/MJ und Solarwasserstoff zu 3,5 cent/MJ bereitgestellt werden. Ihre Herstellungskosten erreichen somit Werte, die nahezu den heutigen Verkaufspreisen von Benzin entsprechen.

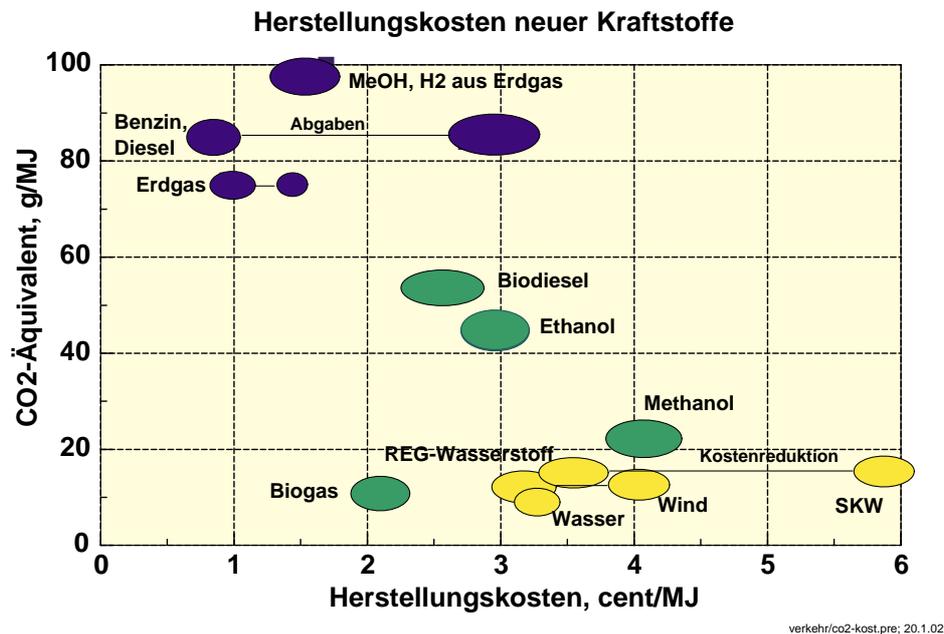


Abbildung 7-8: Klimarelevante Emissionen und Herstellungskosten von Kraftstoffen (Herkömmliche Kraftstoffe mit und ohne Abgaben; Biodiesel = Verkaufspreise; REG-Wasserstoff derzeit und längerfristig erreichbare Herstellungskosten)

Auf den ersten Blick könnte man meinen, dass sich die in Abbildung 7-8 zeigenden Kostenbarrieren unüberwindbar erscheinen. In Einführungsphasen ermöglichen aber die auf konventionellen Kraftstoffen ruhenden hohen Abgaben in Verbindung mit einer finanziellen Förderung der Neukraftstoffe (z.B. Flächenstilllegungsprämien für Biomassekraftstoffe) den erforderlichen Markteinstieg. Dies wird heute z.B. durch eine signifikante Mineralölsteuererleichterung für Erdgas praktiziert und auch Dieselkraftstoff ist steuerlich deutlich günstiger als Benzin gestellt. Biodiesel ist vollständig von der Mineralölsteuer und der Ökosteuern befreit. Mit Gutschriften für Kuppelprodukte und Flächenstilllegungsprämien kann Biodiesel derzeit günstiger als konventioneller Diesel (mit Abgaben) angeboten werden. Überschreiten die so geförderten Kraftstoffe jedoch eine bestimmte Größenordnung, so machen sich für den Staat merklichen Einnahmeverluste aus der zurückgehenden Mineralölsteuer bemerkbar, die anderweitig kompensiert werden müssten. Eine völlige Steuerfreiheit klimaverträglicher Kraftstoffe kann es daher auf Dauer nicht geben. Auch die neuen Kraftstoffe müssen sich in einem hinreichenden Zeitfenster im Wettbewerb behaupten können.

Für eine mittelfristige Erhöhung der Steuern auf konventionelle Kraftstoffe bestehen allerdings noch Spielräume. Ein maßvoller Anstieg von Kraftstoffpreisen wie er in der ökologischen Steuerreform bisher realisiert worden ist (jährliche Steigerung von 6 Pf/l, d. h. ca. 3 cent/l) würde weitere Anreize zu einer Verringerung der spezifischen Verbräuche leisten

und bei einer entsprechenden sozialverträglichen Ausgestaltung auch kompatibel zum Leitbild der Nachhaltigkeit umgesetzt werden können. Dies gilt umso mehr als die Kraftstoffpreise in der Vergangenheit deutlich geringer als die privaten Einkommen gestiegen sind. Zum einen können im Zuge der Weiterentwicklung der Öko-Steuer daher die Abgaben auf Kraftstoffe generell erhöht werden, zum anderen können jetzige Vergünstigungen, wie die geringere Besteuerung von Dieselmotoren und die längst fällige Besteuerung von Flugtreibstoffen bereinigt werden. Längerfristig könnte sich daher ein „verträgliches“ Kostenniveau für Kraftstoffe einpendeln, das beim 1,5 bis 2-fachen des heutigen Preisniveaus von Kraftstoffen liegt. Damit wäre eine Umgestaltung des Verkehrsbereichs in die hier diskutierte Richtung vorstellbar. Zugleich würden im erheblichen Umfang Anreize entstehen, sparsame Autos nicht nur zu entwickeln (schon heute sind dem Stand der Technik entsprechend durchschnittliche Verbräuche von weniger als 3l/100km möglich), sondern auch einzusetzen. Bei einem auf 40% gegenüber heute reduziertem Kraftstoffgesamtverbrauch im Jahr 2050 (vgl. Abbildung 7-5), wie er im Rahmen der hier für das Nachhaltigkeitsszenario getroffenen Annahmen für möglich gehalten wird, wäre die absolute finanzielle Belastung der Verkehrsteilnehmer durch den Kauf von Kraftstoffen geringer als heute.

7.6 Verkehrsvermeidung durch intelligente Konzepte

In den zuvor dargestellten Berechnungen ist jeweils von identischen – bezogen auf die Status Quo Entwicklung – Verkehrsleistungen ausgegangen worden. Optionen zur Verkehrsvermeidung, denen grundsätzlich ein Potenzial zur Reduzierung der Verkehrsleistung (Personenverkehr) um 5 bzw. 10% (eine genaue Quantifizierung ist zweifelsohne sehr schwierig) sind zunächst nicht einbezogen worden. Nimmt man sie in die Überlegungen auf, erhöht sich hierdurch einerseits der Handlungsspielraum der dargestellten Szenarien in die Richtung einer weitergehenden Minderung des CO₂-Austoßes andererseits sind die Ergebnisse stärker abgesichert und liegen auf der sicheren Seite. Die Realisierung der Verkehrsvermeidung basiert dabei neben einem, durch die Gesamtphilosophie des Nachhaltigkeitsszenarios ohnehin getragenen, Bewußtseinswandel (und damit einem z. B. ausgelösten stärkeren Anreiz verbrauchsarme Fahrzeuge zu kaufen) auf neuen Ansätzen, von denen nachfolgen beispielhaft nur einige genannt werden

- Teilen statt Besitzen hilft Verkehr vermeiden. Untersuchungen zeigen, dass Teilnehmer von sogenannten „car sharing“ Konzepten gegenüber ihrem früheren Verhalten für verschiedene Mobilitätszwecke auf den Einsatz des Autos verzichten. Durch innovative Dienstleistungskonzepte kann möglicherweise die Attraktivität von „car sharing“ weiter erhöht werden. Dies gilt z. B. für „cash car“ oder „combi car“ (vgl. Wendeszene), bei denen man sein geleastes Auto, als „car sharing“ Fahrzeug zur Verfügung stellt wenn es nicht gebraucht wird und damit Geld verdient.

Wendeszene Combi Car

Der Hintergrund

Ein Baustein auf dem Weg zu einem nachhaltigeren Verkehr ist die Entwicklung eines multimodalen Mobilitätssystems, in dem für die zeitlich und räumlich flexibilisierten Bedarfe eine Palette umweltschonender Mobilitätsdienstleistungen angeboten wird. Die Entwicklungsrichtung lässt sich durch die Formel beschreiben, dass der öffentliche Verkehr individueller und der individuelle Verkehr öffentlicher werden muss.

Ein multimodales Mobilitätssystem ermöglicht eine nachhaltigere Mobilitätsabwicklung für ganz unterschiedliche Formen der Alltagsorganisation, d.h. sowohl für ein Leben mit als auch für ein Leben ohne eigenes Auto, und auch für den Bereich der betrieblichen Mobilität. Der ökologische Effekt stellt sich in erster Linie durch die stärker selektive und bewusstere Nutzung des Autos und durch eine alternative soziale Organisation der Nutzung ein. Eine besondere Rolle spielen hier öko-effiziente Mobilitätsdienstleistungen, die mittels des Prinzips des gemeinsamen Nutzens statt individuellen Besitzens die Ressourceneffizienz steigern und die Emissionsintensität verringern. Dass öko-effiziente Mobilitätsdienstleistungen nicht nur in Gestalt des herkömmlichen ÖPNV eine Zukunft haben, zeigt sich u.a. in der Diversifizierung und in dem Kundenzuwachs von Car-Sharing während der letzten Jahre.

„CombiCar“: Das Konzept

Die neue Mobilitätsdienstleistung CombiCar, die auf eine im Verkehrsverbund Rhein-Ruhr (VRR) unter dieser Bezeichnung entstandene Idee eines „öffentlichen Autos“ für Berufspendler zurückgeht, vernetzt Car-Sharing und ÖPNV. CombiCar richtet sich in erster Linie an Berufspendler (Grundnutzung) aus der Fläche, denen für ihren Arbeitsweg keine akzeptable ÖPNV-Verbindung zur Verfügung steht. Während der Arbeitszeit der Berufspendler sollen die Fahrzeuge im Rahmen von Car-Sharing an Privatpersonen und Betriebe (Tagesnutzung) vermietet werden; denkbar sind auch weitere Vermietungsformen als Alternativen zur Taxi- oder Mietwagennutzung. Für die Berufspendler besteht die Option, CombiCar ähnlich wie ein eigenes Auto nicht nur in der Freizeit unter der Woche, sondern auch an Wochenenden zu nutzen.

Die Berufspendler können zwischen zwei Varianten von CombiCar wählen:

In der konzeptionell im Vordergrund stehenden *gebrochenen* Variante steigen die Berufspendler auf ihrem Arbeitsweg an der nächsten CombiCar-Station auf den ÖPNV um; in der Regel wird die CombiCar-Station an einem Bahnhof des schienengebundenen Personennahverkehrs (SPNV) liegen. Die Tagesnachfrage (von Privatpersonen und Betrieben) kommt aus dem Umfeld der CombiCar- bzw. SPNV-Station.

Die Variante CombiCar *direkt*, bei der die Berufspendler den gesamten Arbeitsweg mit dem Pkw zurücklegen, kann praktiziert werden, soweit in den Arbeitsstätten der Berufs-

pendler oder in deren unmittelbarer Nähe eine komplementäre Nachfrage nach betrieblichem Car-Sharing für Dienst- oder Geschäftsfahrten vorhanden ist.

Pilotversuch CombiCar im Testfeld Dortmund

Aufgrund der Ergebnisse der Machbarkeitsstudie konnte das Ministerium für Mittelstand, Wirtschaft, Verkehr und Energie (MWMEV) des Landes NRW für die Förderung eines Pilotversuchs in Dortmund gewonnen werden.

Projektstart war im November 2000. Nach Abschluss der Vorlaufphase begann im September 2001 die zweijährige operative Umsetzung, für die im Raum Dortmund an fünf Standorten CombiCar-Stationen eingerichtet wurden. Im ersten Jahr sollen 25 Fahrzeuge (jeweils ca. fünf Fahrzeuge an einem Standort) zum Einsatz kommen. In Abhängigkeit von der Nachfrageentwicklung ist vorgesehen, die Fahrzeugflotte im zweiten Jahr auf insgesamt 50 Fahrzeuge aufzustocken. Neben herkömmlichen Fahrzeugen (Kleinwagen und Fahrzeuge der „Golfklasse“) werden 20 zweisitzige Elektrofahrzeuge (10 Fahrzeuge im ersten und 10 Fahrzeuge im zweiten Jahr) der Firma EVO in die Fahrzeugflotte integriert. Unternehmerisches Ziel ist der wirtschaftliche Betrieb der Fahrzeugflotte am Ende der Pilotumsetzung.

- Bringdienste sparen Individualverkehr. Unterstützt durch das Einkaufen per Internet oder Telefon (wie es heute schon durch einige Zustellerbetriebe, wie UPS oder United Parcel etabliert ist) nutzen Bringdienste von außen zugängliche Kühlboxen an Gebäuden, in die eher regional orientierte Lieferanten verderbliche Waren legen, wenn die Bewohner nicht zu Hause sind. Durch ein abgestimmtes Lieferprogramm können die Lieferanten kurze Wege zwischen den Kunden wählen.
- Stärkung des ÖPNV durch attraktive Zusatzangebote. Beispielsweise verknüpfen die Stadtwerke Bonn ihr Angebot mit der Organisation und Abwicklung von Bringdiensten, die mit erdgasbetriebenen Kleintransportern durchgeführt werden und den Dauer- und Einzelkartenbesitzern deutlich billiger zur Verfügung stehen als den Nichtnutzern des ÖPNV (Böhler 2001). Der Bringservice bringt den Kunden der Geschäfte der Bonner Innenstadt die Waren noch am gleichen Tag nach Hause, und dies bis in die außerstädtischen Grenzen des Verkehrsverbundes. Ziel des Projektes ist die Stärkung des ÖPNV einerseits und der Innenstadt als Ort für Einkauf und Freizeit andererseits.
- Moderne auf Informationstechnologien gestützte Verkehrstelematiksysteme sorgen für eine bessere Steuerungsmöglichkeit von Angebot und Nachfrage und helfen Staus und damit unnötigen Zeit- und Energieverbrauch zu vermeiden. In der Endausbaustufe steuern sich alle Fahrzeuge weitgehend selber und kommunizieren untereinander. Informationen über besondere Verkehrsbelastungen sind ebenso jederzeit abrufbar wie alternative Angebote des öffentlichen Verkehrs.
- Integrierte Siedlungsplanung schafft kürzere Wege zwischen Wohn-, Arbeits- und Erlebnisraum. Hierzu gehört insbesondere auch eine Integration von Naturraum und Ver-

kehrssystem-Management für die nichtmotorisierten Verkehre, die die Städte grüner und ruhiger machen.

- Spezifische Verkehrsberuhigungen sorgen für mehr Erholungswert und verstärken den Anreiz kleinere Autos zu fahren.

7.7 Eingriffsmöglichkeiten und politische Maßnahmen

Grundsätzlich gibt es folgende Ansätze seitens der Politik zur forcierten Einführung energieeffizienterer Kraftfahrzeuge und alternativer Kraftstoffe:

- fiskalische Maßnahmen,
- Ordnungsrechtliche Regelungen / Verbrauchs-, Emissionsvorschriften,
- Investitions- und Beschaffungsstrategien der Öffentlichen Institutionen,
- Öffentlichkeitsarbeit/Public Awareness.

Die nachfolgenden Anmerkungen nehmen nicht in Anspruch, umfassende Handlungskonzepte zu diesen Ansätzen zu entwickeln; sie können lediglich Aspekte benennen und Hinweise auf notwendige Vertiefungen geben.

7.7.1 Fiskalische Maßnahmen

Grundsätzlich bewirkt eine Erhöhung der Kraftstoffkosten über erhöhte Mineralölsteuern oder z.B. CO₂-Abgaben eine Stimulierung der Marktnachfrage nach energieeffizienteren Fahrzeugen. Für die gesamte Flotte wirken sich höhere Kraftstoffpreise an der Tankstelle verbrauchsmindernd aus durch eine Reduzierung der Gesamtfahrleistung und verbrauchsbewußteres Fahrverhalten. Die wissenschaftliche Literatur weist ein großes Spektrum an Wirkungselastizitäten zwischen Kraftstoffpreis und Kraftstoffverbrauch im Pkw-Verkehr aus.

Auf der Basis von zeitlichen Längsschnitten kristallisiert sich ein Koeffizient von minus 0,3 heraus. D.h., eine Erhöhung der Kraftstoffpreise um 10% führt zu einen Rückgang des Verbrauches um 3% . Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass diese Analysen nicht Bezug nehmen auf die Situation einer systematisch längerfristig in Schritten erhöhten Steuer. Vielmehr sind die gefundenen Reaktionen Folgen der in den vergangenen Jahrzehnten überwiegend marktförmig herbeigeführten Schwankungen der Preise.

Es ist wissenschaftlich nicht belegt, welchen Einfluss eine eindeutig kommunizierte Politikstrategie einer langfristig festgelegten stufenweise Erhöhung der Kraftstoffpreise auf das Käuferverhalten hat. Möglicherweise kann man davon ausgehen, dass die Elastizitätskoeffizienten wesentlich höher liegen, wenn sich Kunden und Fahrzeuganbieter systematisch auf längerfristig, nach einem gesicherten und bekannten Preispfad, steigende Kraftstoffkosten einstellen. Bisher werden zwar die Kraftstoffverbräuche als Entscheidungskriterium wahrgenommen, jedoch nicht mit sehr hoher Priorität. Seitens der Industrie wiederum werden die sehr energieeffizienten Modelle mit deutlichen Mehrpreisen in den Markt

geschickt, was wiederum den begrenzten Nachfrageerwartungen geschuldet ist. Die Fokussierung der Motorenentwicklung auf den Dieselsektor ist maßgeblich auf den Umstand der einseitigen Bevorzugung in der Mineralölsteuer zurückzuführen.

Im Hinblick auf die Schadstoffemissionen und ebenfalls den CO₂-Ausstoß erscheint eine weitere steuerliche Bevorzugung des Dieselmotors nicht gerechtfertigt, vielmehr sollte – wie z.B. in Großbritannien – der Dieselmotorkraftstoff entsprechend seinen Umwelteigenschaften mindestens pro Liter gleich hoch besteuert werden wie der Otto-Kraftstoff. Hinsichtlich der Kraftstoffalternativen, die z. B. in Form des sog. Biodiesels heute schon einen Nischenmarkt darstellen, wäre nach einer angemessenen Einführungsphase eine Besteuerung entsprechend der relativ zu Mineralöl bzw. Dieselmotorkraftstoff messbaren Umwelt- und Klimawirkungen vertretbar. Analoges gilt für Erdgas und Flüssiggas.

Eine Differenzierung der Kraftfahrzeugsteuer nach dem Normverbrauch könnte die Nachfrage nach energieeffizienten Fahrzeugen ebenfalls unterstützen. Die bisherigen steuerlichen Förderungen für 5- bzw. 3-Liter-Fahrzeuge sind in ihrem Wirkungszeitraum begrenzt und können daher nur kurzzeitige Impulse geben. Demgegenüber erschiene es sinnvoller, eine Spreizung nach dem Normverbrauch etwa dergestalt vorzunehmen, dass Fahrzeuge mit mehr als z.B. 6 Liter/100 km Normverbrauch (Diesel) bzw. 6,8 Liter/100 km (Benzin, Differenzierung wegen der unterschiedlichen CO₂-Bildung) je Liter höherem Kraftstoffverbrauch einen exponentiell steigenden Kfz-Steuerbetrag entrichten müssen. Bei der Bezugnahme auf den Normverbrauch ist allerdings nachteilig, dass eine Diskussion um die Praxisrelevanz dieser Werte entstehen dürfte. Der starke Einfluss des individuellen Fahrverhaltens auf den spezifischen Kraftstoffverbrauch und die große Spreizung der in der Praxis zu beobachtenden Jahresfahrleistungen spricht dagegen, dem Instrument der Kraftfahrzeugsteuer eine entscheidende Steuerungseffizienz zu geben.

Schließlich wäre es denkbar, nach dem Beispiel anderer europäischer Länder entweder eine differenzierte Kaufsteuer entsprechend dem Normverbrauch der Pkw zu erheben oder aber die Mehrwertsteuer zu differenzieren. Zu diesem Instrument ist der Vorbehalt zu nennen, dass die Neuwagenbeschaffung im Vergleich zum Betrieb der bestehenden Flotte überproportional verteuert wird, was die Umsetzung technischer Innovationen im Bestand verzögern könnte.

Weitere Möglichkeiten sind

- die Einführung einer streckenabhängigen Benutzungsgebühr, wie sie beispielsweise für schwere LKW nach derzeitigen Planungen der Bundesregierung ab 2003 eingeführt werden soll
- die Erhebung einer emissionsabhängigen Landegebühr auf deutschen Flughäfen
- die kostenpflichtige Parkraumbewirtschaftung insbesondere zur Vermeidung von unnötigem Innenstadtverkehr
- steuerliche Ermäßigungen für alternative Kraftstoffe in der Einführungs- und Etablierungsphase, wie sie derzeit beispielsweise für Erdgas und Biodiesel gelten.

- Öffentliche Förderung von Demonstrations- und Pilotprogrammen (z. B. Clean Energy Programm in Berlin) und
- die Finanzierung von Forschungsprogrammen zur strategischen Schließung der noch bestehenden Technologielücken (z. B. Wasserstoffspeicher mit hoher Energiedichte, dezentrale Erdgas-Reformer)
- die frühzeitige Einbindung nationaler Bestrebungen (wie z. B. die laufenden Beratungen der Verkehrswirtschaftlichen Energiestrategie zu neuen Kraftstoffen) in die europäischen Gremien

7.7.2 Ordnungsrechtliche Regelungen

Ordnungsrechtliche Maßnahmen zur Begrenzung des Kraftstoffverbrauches analog zu der Begrenzung der Schadstoffemissionen könnten entweder am Einzelfahrzeug ansetzen oder aber an den von einem Hersteller in einem Bezugsjahr in Deutschland verkauften bzw. zugelassenen Neufahrzeugen. Die Einführung von Verbrauchs- bzw. CO₂-Grenzwerten für Pkw analog den Grenzwerten für CO, HC und NO_x ist mit dem Problem verbunden, dass eine eindeutige Abhängigkeit des Kraftstoffverbrauches mit der Fahrzeuggröße besteht. Wollte man einen festen Verbrauchs- bzw. CO₂-Grenzwert für alle Fahrzeugkategorien setzen, ähnlich wie die Schadstoffgrenzwerte gesetzt worden sind, würde man entweder große Fahrzeugmodelle nicht mehr zulassen können, oder der Grenzwert wäre so hoch zu setzen, dass bei kleineren und mittleren Fahrzeugen keine Minderungsanreize mehr bestehen würden. Einen Ausweg bietet die gewichtsabhängig steigende Festsetzung von Verbrauchs- bzw. CO₂-Grenzwerten, wobei allerdings die Steigung der zulässigen Grenzwerte geringer sein müsste als die Massenabhängigkeit des Kraftstoffverbrauches, um unerwünschte Marktreaktionen in Richtung auf schwerere Modelle zu vermeiden. Vom BMU wurde etwa 1990 ein solches Konzept in die europäische Diskussion eingebracht.

Eine Begrenzung des Flottenverbrauches analog den US-CAFE-Werten hätte grundsätzlich ebenfalls mit dem Problem umzugehen, dass die Fahrzeugprogramme der Hersteller recht unterschiedlich sind. Würde man einen Grenzwert für eine Neuwagenflotte eines Jahrgangs eines Herstellers von beispielsweise 170 g/km heute einführen, so würde ein Hersteller aus dem Markt herausfallen, der vorwiegend Oberklasse-Fahrzeuge oder Sportwagen verkauft. Bevorzugt wäre ein Hersteller, der stark in der unteren Klasse vertreten ist. Ein solches Regulationskonzept müsste entweder die grundsätzliche Erlaubnis auch zur Überschreitung der Flottenmittelwerte enthalten, die dann z.B. durch Sonderabgaben auszugleichen wäre, oder es müssten relative Flottenverbrauchsstandards eingeführt werden. In dem Fall würde beispielsweise im Bezugsjahr 2001 der mittlere Kraftstoffverbrauch der Neuwagenflotte eines Herstellers auf dem deutschen Markt jeweils zu 100% gesetzt, und in den Folgejahren würden relative Grenzen für die jeweiligen Neuwagenflotten wirksam werden. Damit wäre sichergestellt, dass auch Hersteller mit einer Orientierung im Oberklassebereich im Markt bleiben und zu jeweils ähnlichen Minderungsanstrengungen gezwungen werden. Ein solches Konzept wurde 1990 vom Land NRW der Verkehrskonferenz (VMK) vorgeschlagen, jedoch nicht weiter verfolgt.

Alle ordnungsrechtlichen Vorgaben sollten sich eher auf die CO₂-Emission als auf den volumetrischen Kraftstoffverbrauch beziehen, um dem höheren CO₂-Minderungspotenzial des Dieselkraftstoffes gegenüber dem Otto-Kraftstoff zu genügen und überdies Erdgas in der Markteinführung unterstützen.

Letztlich gehören zu den ordnungsrechtlichen Maßnahmen auch Tempolimits, wie sie vielfach bereits diskutiert worden sind.

7.7.3 Investitions- und Beschaffungsstrategien der Öffentlichen Hand

Zwischen der Bundes-Verkehrswegeplanung (BVWP) als sichtbarem Ausdruck investitionspolitischer Prioritätensetzung und den energie- sowie klimapolitischen Zielen gibt es bisher weder eine formale noch eine inhaltliche Integration. Die Beseitigung von sog. Kapazitätsengpässen wird zwar auch damit begründet, die verbrauchserhöhenden Effekte von Staus vermeiden zu wollen. Diese Entscheidungen werden jedoch nicht in einen energie- bzw. umweltstrategischen Kontext gestellt. Ansonsten wäre zeitgleich zu konstatieren, dass die Erhöhung der Reisegeschwindigkeiten in einer Gesamtbetrachtung die Fahrt(zeit)kosten senkt und im Rahmen der Reisezeitbudgets verkehrssteigernd wirkt. Die unter Status-quo-Bedingungen punktuell erreichbaren Energieeinsparungen stehen demgegenüber weit zurück. Eine umfassende, wissenschaftlich fundierte Analyse der längerfristigen Auswirkungen der Infrastrukturpolitik des Bundes auf den Energieverbrauch und auf die Klimaemissionen unter Berücksichtigung verkehrsinduzierender Wirkungen steht noch aus.

Bei der Fahrzeugbeschaffung der öffentlichen Hand und anderer Institutionen im politischen Gestaltungsbereich wird das Kriterium Energieeffizienz zwar meist indirekt - über die erforderlichen betriebswirtschaftlichen Abwägungen in Beschaffungsentscheidungen - eingebracht, allerdings stehen bei Fahrzeugen auch im öffentlichen Bereich die Mehrkosten für besonders energieeffiziente Ausführungen den heutigen vergleichsweise geringen Energiepreisen gegenüber. Durch eine Initiative zur Modifikation von Beschaffungslinien dergestalt, dass steigende Kraftstoffpreise in die Abwägungen eingestellt werden sollen, kann die Wirtschaftlichkeit auch bei höheren Mehrkosten verbessert werden. Ebenso wichtig ist die Multiplikatorwirkung öffentlicher Stellen für die Einführung von neuen Kraftstoffen.

Eine verstärkte Nutzung von Car-Sharing-Angeboten anstelle der eigenen Fahrzeugparks kann dazu beitragen, nicht nur die laufenden direkten und indirekten Kosten zu reduzieren, sondern es können auch die für die jeweiligen Einsatzzwecke geeignetesten Fahrzeuggrößen genutzt werden. Für Stadtwege wäre dies ein kleineres Fahrzeug als für längere Fahrten. Darüber hinaus wird die Verkehrsmittelwahl dann oft gegen eine Pkw-Nutzung ausfallen, wenn keine eigenen Fahrzeugflotten mit den entsprechend hohen Fixkosten vorgehalten werden, sondern die variablen Kosten von Fall zu Fall entscheiden.

Bei der Beschaffung von Produkten sollte das Kriterium „Verkehrsaufwand“ verstärkt berücksichtigt werden. Wie anhand verschiedener Beispiele (z. B. dem bekannt gewordenen -Joghurt) gezeigt werden konnte, variieren die im Produkt verborgenen Transportki-

lometer erheblich je nach der Struktur der Produktions- und Distributionsnetze. Bei einer stärker regional ausgerichtete Beschaffungspolitik müsste allerdings sichergestellt werden, dass kein Verstoß gegen EU-Ausschreibungsrichtlinien stattfindet. Es muss daher eine solche Beschaffung auf nachvollziehbare und klar begründete ökologische Kriterien bei den Ausschreibungen gegründet werden. Beispielhaft ließe sich das erreichen, in dem den Anbietern entweder aufgegeben wird, den Transport- bzw. den transportbezogenen Energieaufwand und die zuzurechnenden Emissionen als entscheidungserheblich mitzuteilen, oder es müssten entsprechende Anforderungen an die Produkte gestellt werden.

7.7.4 Öffentlichkeitsarbeit/“Public Awareness“

Um die Aspekte Energieeffizienz und Klimaverträglichkeit bei verkehrlichen Entscheidungen der privaten Haushalte und der Verantwortlichen in Betrieben zu verankern, bedarf es einer die Bedeutung der Kriterien betonenden Kommunikation. Wesentlich für die Glaubwürdigkeit ist die Übereinstimmung von formulierten Politikbotschaften auf der einen Seite und dem Verhalten der Entscheidungsträger bzw. Repräsentanten auf der anderen Seite. Wenn beispielsweise einerseits die umwelt-, energie- und klimapolitische Problematik des Luftverkehrs betont würde und andererseits der Bevölkerung ein besonders verkehrsaufwendiges Verhalten von Politikakteuren bekannt gemacht würde, dürften die Botschaften nur geringe Akzeptanz finden.

Die Vermittlungsprobleme liegen jedoch nicht nur in der Diskrepanz von politischer Botschaft und divergierendem individuellem Handeln von Entscheidungsträgern, sondern bereits in der unklaren Positionierung der Energie- und Umweltaspekte relativ zu anderen Politikzielen. So werden z. B. die Politikziele „Arbeitsplätze schaffen“, „Erleichterung der Urlaubsflüge“ und „Wettbewerbsfähigkeit erhöhen“ sehr hoch bewertet, ohne dass jeweils die energiepolitischen und ökologischen Ziele sichtbar integriert werden. Anhand der BVWP wurde dies oben erläutert.

Die formulierten Klimaziele von 50% Reduktion bis zum Jahre 2020 und 80% bis zum Jahre 2050 sind für den Verkehrsbereich so offensichtlich mit der verkehrspolitischen Realität inkompatibel, dass für eine ernsthafte Diskussion etwa der Rolle der Bahnen oder auch der Modellpolitik der Autohersteller die Bezugspunkte fehlen. Nur mit realistischen Messlatten und Meilensteinen wäre es möglich, einen öffentlichen Diskurs um den Beitrag der verschiedenen nichtstaatlichen Akteure zu führen. Indem diese Bezugsgrößen der Öffentlichkeit vorenthalten werden, zerstreut sich die Aufmerksamkeit auch des interessierten Teiles der Öffentlichkeit und macht sich dann punktuell an Teilaspekten fest. Diese werden dann ohne Bezug zu den quantitativen Klimazielen erörtert. Das Angebot an einzelnen Drei-Liter-Modellen wird diskutiert, ohne dass deren Rolle in einem Klimaschutzszenario zu fassen wäre. An alternativen Energieträgern und Antrieben macht sich die Phantasie fest, ohne dass eine quantitative Relevanz erkennbar wäre und ohne dass Orientierungen für eigene Entscheidungen gegeben würde. Die Integration effizienter Verkehrstrategien in energiebezogene Langfristszenarien ist deshalb überfällig.

Darüber hinaus ergeben sich verschiedene weitere Optionen z. B. mit Wirkung auf die Stärkung der Rolle des öffentlichen Verkehrs (Bereitstellung zusätzlicher Haushaltsmittel für den Ausbau bzw. die Ertüchtigung der Schieneninfrastruktur und der Binnenwasserstraßen, integraler aufeinander abgestimmter Taktfahrplan, Ausdehnung der Bahn unter Berücksichtigung einer hierarchischen Ordnung in die Fläche) und zur Verkehrsvermeidung. Beispiele für letzteres sind:

- logistische Optimierung (insbesondere Vermeidung von Leerfahrten, die heute 30% aller Lkw-Fahrten ausmachen, im Bereich des Güterverkehrs durch Verkehrsbündelung und –organisation durch staatliche oder private Agenturen),
- integrierte Stadt- und Siedlungsplanung und
- Einrichtung von speziellen Verkehrsberuhigungszonen (vgl. Kapitel 7.5)



8 Energiewirtschaftliche Implikationen

Wie die sektoralen Analysen gezeigt haben, stellen sich in den betrachteten Szenarien teilweise stark ausgeprägte Veränderungen des Energiesystems ein. Im Folgenden werden die hieraus resultierenden energiewirtschaftlichen Implikationen beispielhaft diskutiert und bewertet. Hierzu gehören vor allem die Veränderungen in Höhe und Zusammensetzung des Primärenergieeinsatzes, die hierdurch bedingte Veränderung der Importabhängigkeit und Versorgungssicherheit, Mehr- oder Minderkosten, die mit dem Beschreiten der Zukunftspfade verbunden sind, Auswirkungen auf den Arbeitsmarkt und potenzielle Konfliktfelder mit bereits eingeleiteten Entwicklungen, die den Zukunftspfaden entgegenstehen könnten.

8.1 Entwicklung des Primärenergiebedarfs

Unter Status Quo Bedingungen kommt es bereits zu einer signifikanten Reduzierung der Primärenergienachfrage (vgl. Abbildung 8-1: zur Erinnerung, die Abbildung stellt eine eigene Fortschreibung des Energiereports III von Prognos/EWI dar). Hierzu trägt die Produktivitätssteigerung auf der Seite der Endenergieanwendungen (die sich in einem Rückgang der Nachfrage nach Endenergieträgern widerspiegelt) ebenso bei, wie spezifische Verbesserungen in den verschiedenen Bereitstellungsstufen der Endenergieträger (vgl. Kapitel 5). Während der Endenergieeinsatz im betrachteten Zeitverlauf (1998 bis 2050) um rund 6,2% zurückgeht, reduziert sich der Primärenergieeinsatz um etwa 18%, was auf überproportionale Produktivitätssteigerungen auf der Umwandlungsseite schließen lässt¹.

Der Primärenergiemix ist ebenso zeitlichen Veränderungen unterworfen, wengleich mit Ausnahme des sukzessiven Ausstiegs aus der Kernenergie keine sehr großen strukturellen Umbrüche festzustellen sind (vgl. Abbildung 8-2). Die Mineralöle sind im gesamten Zeitverlauf der bedeutendste Energieträger. Sie tragen auch im Jahr 2050 zu knapp 38% zum Primärenergiemix bei. Auch Stein- und Braunkohle können ihre Anteile nahezu behaupten, aufgrund des Rückgangs der absoluten Nachfrage, reduziert sich allerdings die Förder- und Bezugsmenge gegenüber den Ausgangsbedingungen des Jahres 1998 um insgesamt fast ein Viertel. Dagegen erhöht sich sowohl der Anteil als auch der mengenmäßige Einsatz von Erdgas signifikant in der Betrachtungsperiode von 21,2% im Jahr 1998 über 31,4% im Jahr 2020 auf schließlich rund 35% im Jahr 2050. Erneuerbare Energien steigen dagegen nur geringfügig, sie tragen im Jahr 2030 (2050) zu 4,3% (4,8%) zur Deckung der Primärenergienachfrage bei, was etwas mehr als einer Verdopplung des heutigen Anteils entspricht.

¹ Die Bilanzierung des Primärenergieeinsatzes erfolgt hier nach der international üblichen Wirkungsgradmethode. Dabei ist zu beachten, dass die Stromerzeugung aus Solarstrahlung, Wind und Wasserkraft mit einem Wirkungsgrad von 1 bewertet wird, was im Vergleich zu der fossilen Stromerzeugung zu einer Unterbewertung führt. Ein Teil des Rückgangs des Primärenergieeinsatzes ist damit nicht auf reale Einsparungen, sondern auf einen unterschiedlichen Energieträgereinsatz zurückzuführen.

Abbildung 8-1- Entwicklung des Primärenergieeinsatzes unter Status Quo Bedingungen

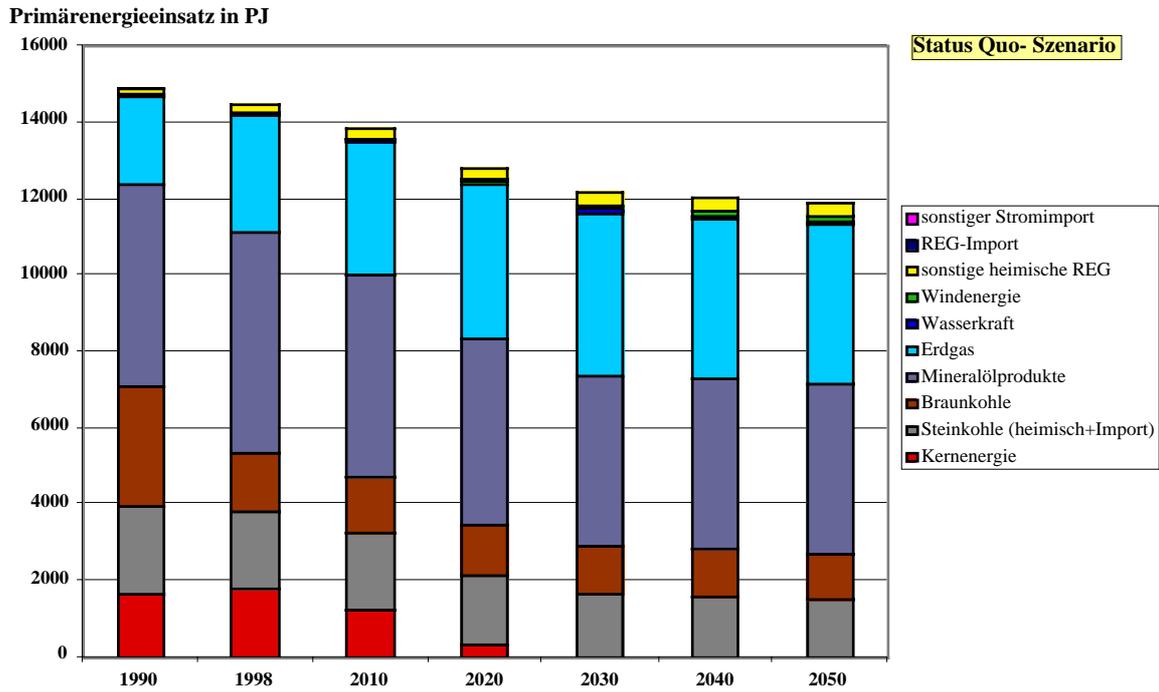
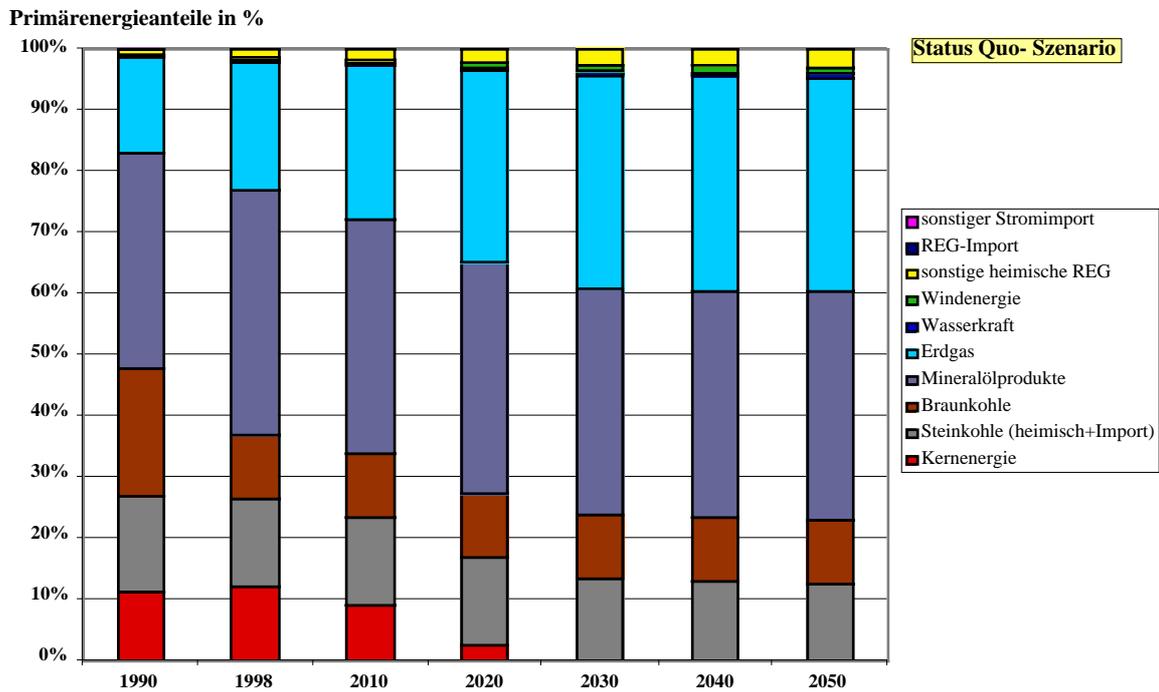


Abbildung 8-2- Veränderung des Primärenergiemixes unter Status Quo Bedingungen



Im Vergleich dazu stellen sich im Effizienz- vor allem aber auch im Nachhaltigkeitsszenario deutlichere Veränderungen im Energieträgermix ein. Darüber hinaus wird von einer noch einmal wesentlich effizienteren Nutzung der Primärenergieträger ausgegangen. Die resultierende Einsparung ergibt sich von 1998 bis 2050 im Effizienzzenario zu 42,7% (die Reduzierung der Endenergienachfrage beträgt im gleichen Zeitraum 33%), während im Nachhaltigkeitsszenario (vgl. Abbildung 8-3) mit 54% sogar mehr als die Hälfte des ursprünglichen Energieeinsatzes eingespart werden kann (die endenergieseitige Energieeinsparung liegt hier bei 45,6%). Infolge einer bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt jährlichen Produktivitätssteigerung von 2,85%/a wird die Primärenergie im Nachhaltigkeitsszenario damit im Jahr 2050 mehr als vier mal so effizient genutzt wie heute. Ein Vergleich mit den heute üblichen Produktivitätssteigerungsraten von 1,5 bis 1,7%/a (in der Status Quo Entwicklung wurde von jährlichen Effizienzgewinnen von 1,75%/a ausgegangen) zeigt, dass hiermit eine große Herausforderung verbunden ist.

Auch bezogen auf den spezifischen Energieeinsatz pro Kopf ergeben sich im Zeitverlauf deutliche Veränderungen. Während im Jahr 1998 der pro Kopf Energieverbrauch noch bei 176,5 GJ/Kopf lag, liegt der Durchschnittsverbrauch im Nachhaltigkeitsszenario im Jahr 2030 (2050) bei 111,8 GJ/Kopf (98,2 GJ/Kopf).

Im Unterschied zur Status Quo Entwicklung verlieren die Mineralöle im Nachhaltigkeitsszenario ihre dominierende Rolle und nehmen im Jahr 2050 nur noch einen Anteil von rund einem Viertel ein (vgl. Abbildung 8-4). Wichtigster Einzelenergieträger wird zur Mitte des Jahrhunderts das Erdgas mit einem Anteil von etwa 36%. Mit fast einem Drittel (31,3%) tragen zudem heimische erneuerbare Energiequellen und zusätzlich zu 4,6% ein Stromimport auf der Basis erneuerbarer Energien zur Deckung der Energienachfrage bei. Stein- und Braunkohle verlieren demgegenüber deutlich an Gewicht, ihr Einsatz beschränkt sich im wesentlichen noch endenergiebedingt auf die Stahlerzeugung.

Besonders deutlich werden die Veränderungen an den sich gegenüber dem Status Quo Szenario ergebenden Abweichungen im Energieträgereinsatz (vgl. Abbildung 8-5).

Abbildung 8-6 stellt für das Nachhaltigkeitsszenario schließlich die wesentlichsten Veränderungen noch einmal im Vergleich zum heutigen Status dar. Insbesondere sind die CO₂-Emissionen auf 24% des Wertes von 1998 gesunken, was einem Rückgang auf 21% des Bezugswerts von 1990 entspricht. Am deutlichsten sind danach die Veränderung des Primärenergieanteils der erneuerbaren Energien, der sich um mehr als eine Größenordnung erhöht. Die Verdopplung des Bruttoinlandsproduktes wird durch die Produktivitätssteigerung deutlich überkompensiert, was in einer signifikanten Abnahme von Endenergie- und Primärenergieverbrauch zum Ausdruck kommt. Demgegenüber sinkt der Stromverbrauch weniger deutlich ab. Elektrische Energie wird im Verhältnis zu den anderen Endenergieträgern bedeutsamer.

Abbildung 8-3- Entwicklung des Primärenergieeinsatzes im Nachhaltigkeitsszenario

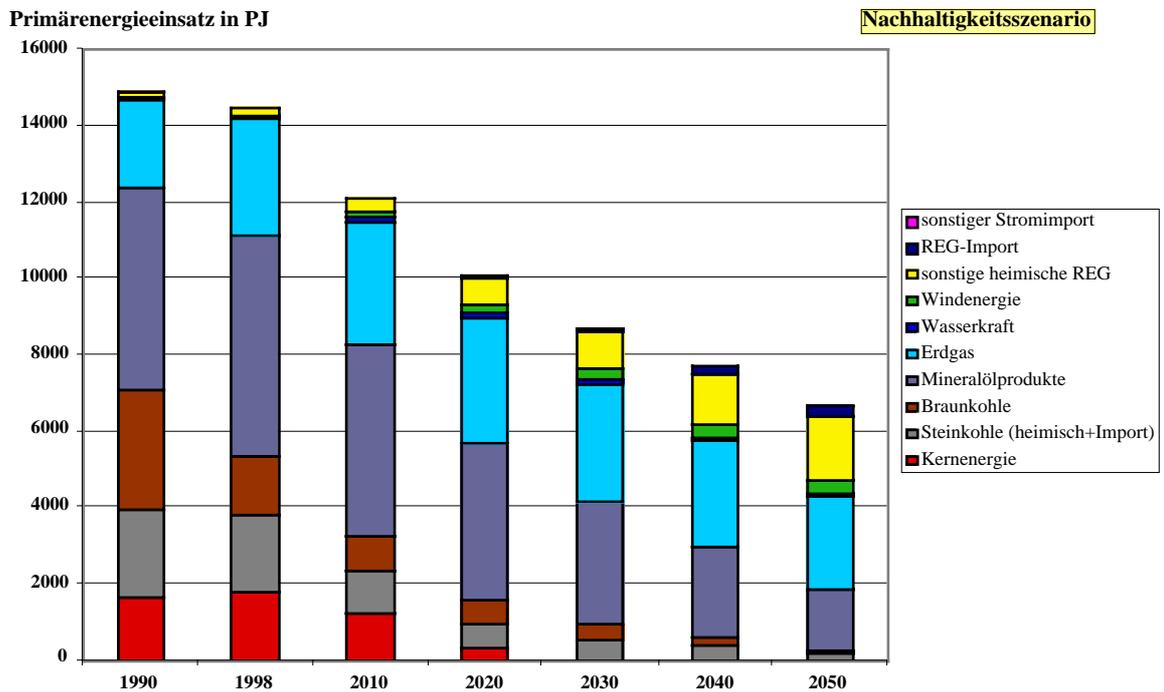


Abbildung 8-4- Veränderung des Primärenergiemixes im Nachhaltigkeitsszenario

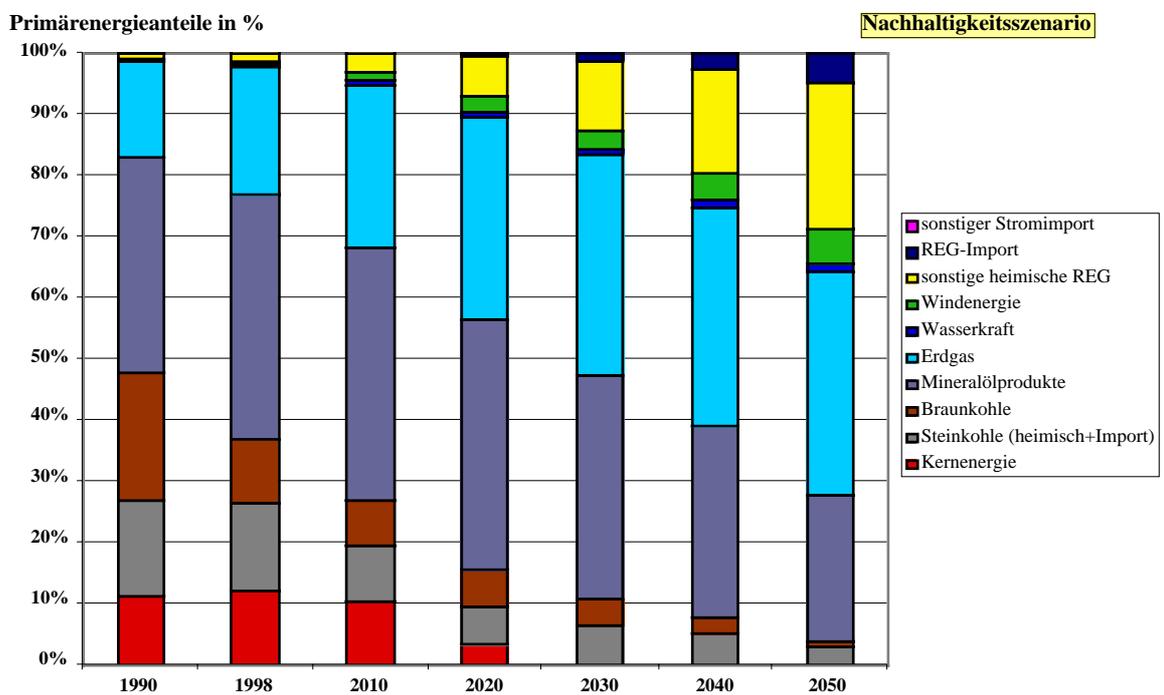


Abbildung 8-5: Resultierende Abweichungen im Primärenergieeinsatz zwischen Nachhaltigkeitsszenarios und Status Quo Entwicklung

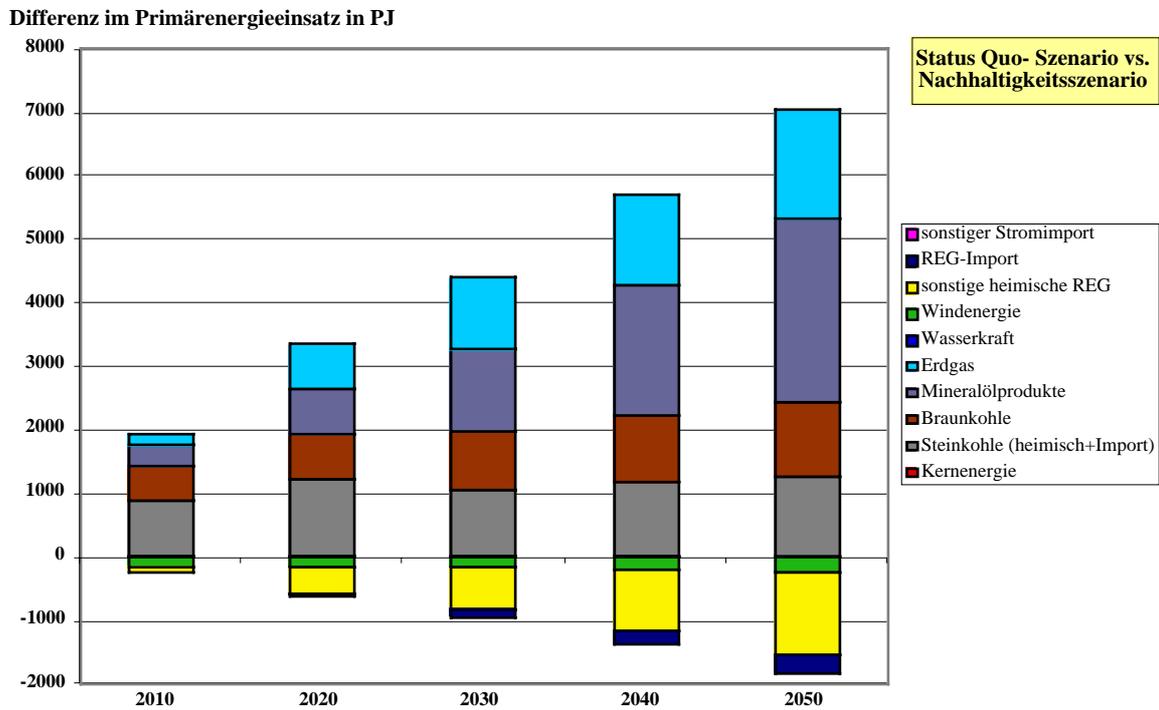
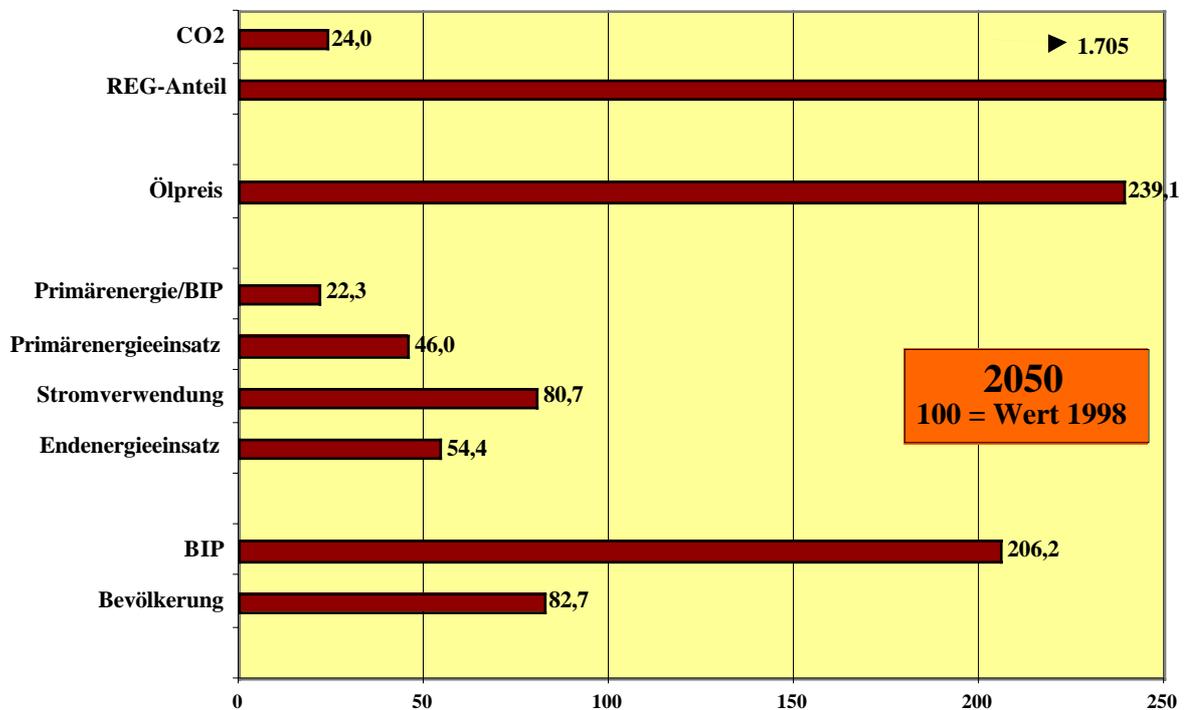


Abbildung 8-6: Wesentliche Kenngrößen des Nachhaltigkeitsszenarios



8.2 Versorgungssicherheit und Importabhängigkeit

Wie in Kapitel 8.1 dargestellt wurde, sinkt nicht nur der Primärenergieeinsatz beim Übergang von der Status Quo Entwicklung auf einen Nachhaltigkeitspfad deutlich ab, sondern verändert sich auch der Energieträgermix. Welche Auswirkungen hat dies auf die Versorgungssicherheit und die Importabhängigkeit, wenn mit den vergleichsweise kohlenstoffintensiven Energieträgern Stein- und Braunkohle vor allem die heimischen fossilen Ressourcen substituiert werden. Andererseits gewinnt mit dem durch den Klimaschutz erzeugten Druck mit den erneuerbaren Energien eine weitere heimische Energiequelle an Bedeutung. Darüber hinaus trägt die Verringerung des Primärenergieverbrauchs zu einer Reduzierung der absoluten Höhe der erforderlichen Energieimporte bei.

Wie Abbildung 8-7 verdeutlicht, ist Klimaschutz deshalb aktive Krisensicherung und verringert die Importabhängigkeit. In Zahlen ausgedrückt zeigt sich, dass die Importquote im Nachhaltigkeitsszenario von heute 73,4% nur leicht auf etwa 74% im Jahr 2020 ansteigt, während sie sich im Referenzfall auf über 78% und im Effizienzzenario auf 76,7% erhöht. Bei dieser Rechnung wurde unterstellt, dass Erdöl und Erdgas nur in geringem Umfang in Deutschland überhaupt gefördert werden können und die Braunkohle vollständig aus heimischen Quellen kommt, während sich der heimische Steinkohlenanteil entsprechend der heute absehbaren Entwicklung der Steinkohlesubventionen im Referenz- wie im Klimaschutzfall von über 28 Mio. t SkE im Jahr 2010 auf rund 17,1 Mio. t SkE im Jahr 2020 verringern wird.

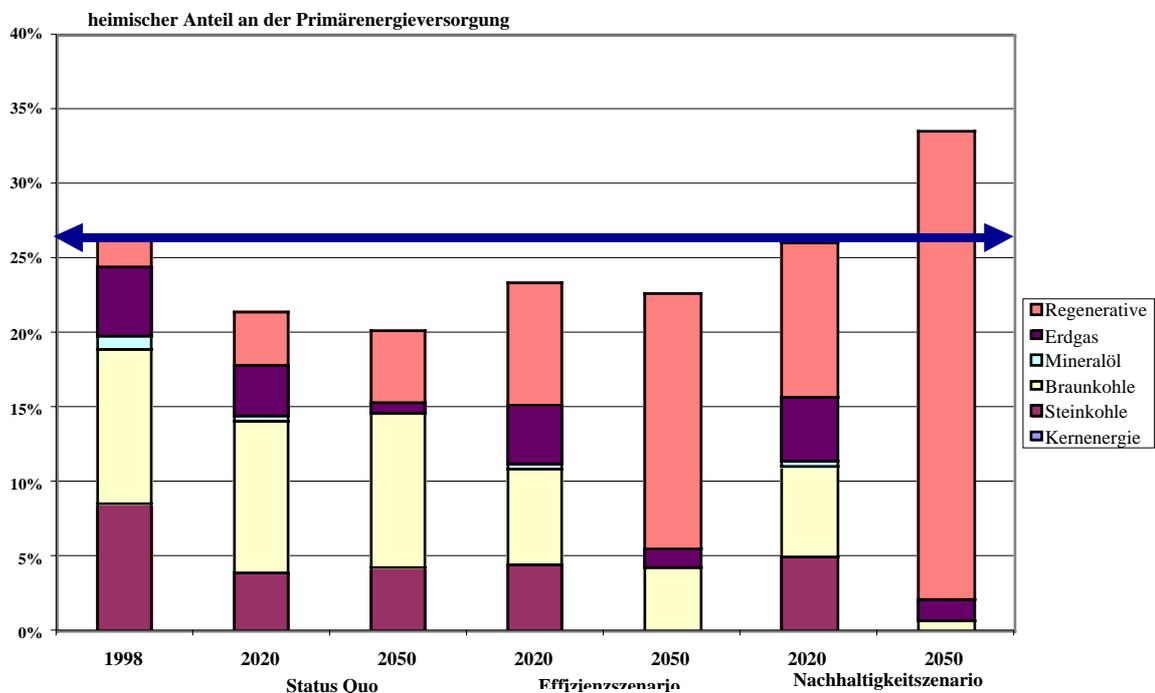


Abbildung 8-7: Entwicklung des heimischen Primärenergieanteils im Szenariovergleich

Bis zum Jahr 2050 erhöht sich der heimische Anteil an der Energieversorgung durch den weiteren Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien im Nachhaltigkeitsszenario trotz signifikanten Anteils des Stromimports auf mehr als ein Drittel, entsprechend geht die Importquote auf 66,5% zurück. Im gleichen Zeitraum erhöht sich die Abhängigkeit von Drittländern unter Status Quo Bedingungen auf knapp 80% (im Effizienzzenario auf 77,3%). Und dies erfolgt, obwohl in den beiden vom Trend abweichenden Szenarien unterstellt wurde, dass keine heimische Steinkohleförderung mehr erfolgt.

Rechnet man die Energieeinsparung als indirekte heimische Energiequelle (schließlich ist de facto eine geringere Energiemenge zu importieren) mit ein, reduziert sich die Importabhängigkeit im Effizienz- und Nachhaltigkeitsszenario bis zum Jahr 2020 rein numerisch auf 66,2% bzw. 58,1%. Im Jahr 2020 werden im Nachhaltigkeitsszenario dann insgesamt fast 2.760 PJ bzw. fast 94 Millionen Tonnen Steinkohleeinheiten weniger Energie aus anderen Ländern nach Deutschland eingeführt als unter Status Quo Bedingungen. Bis zum Jahr 2050 sinkt die rechnerische Vergleichsgröße im Nachhaltigkeitsszenario bei einer gegenüber dem Trend realisierten Energieeinsparung von rund 5.200 PJ auf 37,3%.

Unabhängig von der absoluten Reduzierung der erforderlichen Importe leisten erneuerbare Energien und Energieeinsparen auch einen wichtigen Beitrag zur Diversifizierung des Energieangebots. Sie ergänzen damit den mit den Klimaschutzanforderungen kompatiblen heimischen Kohlesockel und die Einfuhr von Erdgas und Erdöl aus dem Ausland. Erneuerbare Energien und Energieeinsparung sind zudem wesentliche Garanten für eine Verringerung der Preisrisiken. Bei beiden fallen in erster Linie Anfangsinvestitionen an, während eine Abhängigkeit von veränderbaren Energieträgerpreisen, wie beim Einsatz fossiler Kraftwerke, nicht besteht.

Aber auch das Nachhaltigkeitsszenario ist nicht ohne Risiken. Dies gilt insbesondere bezüglich des gegenüber den heutigen Bedingungen deutlich höheren Erdgasanteils (im Jahr 2050 rund 36% im Verhältnis zu 21% heute) und der sich daraus ergebenden stärkeren Abhängigkeit (vor allem der Stromerzeugungskosten) von den Gaspreisen. Allerdings liegt der Erdgasanteil zum gleichen Zeitpunkt unter Status-Quo Bedingungen auf einer vergleichbaren Höhe, während der absolute Verbrauch im Nachhaltigkeitsszenario sogar um fast 40% unterhalb des Referenzniveaus und um gut 20% unterhalb des heutigen Verbrauchswertes liegt.

Aufgrund der insgesamt gegenüber heute und der Status-Quo Entwicklung starken Entkopplung von den fossilen Energieträgern ist das Nachhaltigkeitsszenario weniger stark anfällig gegenüber kurz- oder langfristigen Energieträgerpreisschwankungen. Von der in Kapitel 3 dargestellten sehr moderaten Verteuerung der Energieträgerpreise abweichenden Entwicklungen führen demnach für das Nachhaltigkeitsszenario zu weniger starken Implikationen wie für den Status Quo. Das solche Entwicklungen nicht ausgeschlossen sind, ist angesichts der knapper werdenden Ressourcen und der zunehmenden Annäherung an den „mid depletion“ - Punkt (d. h. den Punkt ab dem die jährlichen Fördermengen rückläufig werden) evident. Gleichmaßen bestehen nicht unerhebliche geopolitische Risiken durch die verstärkte Konzentration der verbleibenden Reserven auf immer weniger, zumeist politisch wenig stabile Regionen. Dies gilt vor allem für das Mineralöl (wo sich in rund 10

bis 20 Jahren bereits mehr als 70% aller verbleibenden Reserven im Gebiet des Nahen Ostens konzentrieren werden), in abgeschwächter Form aber auch für Erdgas. Erneuerbare Energiequellen sind dagegen regional weit verteilt verfügbar. Die Einfuhr von Strom aus erneuerbaren Energien führt dementsprechend zu keinen vergleichbaren Abhängigkeiten. Im Gegenteil bietet der Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien (und ihr späterer Export) in Ländern mit heute hohen fossilen Energieexporten die Möglichkeit eines friedlichen und wirtschaftlich profitablen Übergangs. Für andere Länder ergeben sich – unter der Voraussetzung, dass zunächst die eigenen Energieprobleme gelöst werden - hierdurch neue Geschäftsfelder und zusätzliche Optionen zur Devisenbeschaffung.

8.3 Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen

Eine detaillierte Analyse der gesamtwirtschaftlichen Wirkungen des Nachhaltigkeitsszenarios ist im Rahmen dieser Untersuchung nicht möglich gewesen. Dies gilt insbesondere für die Erfassung der Beschäftigungseffekte und der branchenspezifischen Wirkungen der notwendigen Veränderungsprozesse. Hierzu soll auf vorliegende andere Untersuchungen verwiesen werden, die um Detailbetrachtungen ergänzt werden. Dagegen wurden vereinfachende Berechnungen der resultierenden Differenzkosten zwischen der Status Quo Entwicklung und dem Nachhaltigkeitsszenario durchgeführt und in das Verhältnis zu anderen Aufwendungen im Energiebereich gesetzt.

8.3.1 Resultierende Differenzkosten gegenüber Status Quo

Bilanziert man die jährlichen Mehraufwendungen, die im Rahmen des Nachhaltigkeitsszenarios gegenüber einer Status Quo Entwicklung entstehen (vor allem Zusatzinvestitionen in Energieeinsparmaßnahmen und erneuerbare Energien), und stellt sie den vermiedenen Kosten (z. B. Brennstoffkosten) gegenüber, resultieren für das Nachhaltigkeitsszenario bis zum Ende des Betrachtungszeitraums (2000 bis 2050) Differenzkosten von kumuliert rund 201 Mrd. EUR (kumuliert und auf das Jahr 1998 abdiskontiert ergeben sich Differenzkosten von 40 Mrd. EUR). Die durchschnittlichen Zusatzkosten für die Volkswirtschaft können demnach auf im Mittel 3,8 Mrd. EUR/a quantifiziert werden. Bezogen auf die Gesamtbevölkerung entspricht dies einer jährlichen Mehrbelastung von im Mittel 48 EUR/(Person/a).

Der größte Anteil der Differenzkosten fällt im Zeitraum 2020 bis 2030 an, wenn die kostengünstigen Investitionen in Einsparmaßnahmen allmählich ausgeschöpft sind und gleichzeitig die steigenden Investitionen in erneuerbare Energien noch steigende Differenzkosten bewirken (vgl. Abbildung 8-8). Für die ersten beiden Dekaden kann dagegen aufgrund des starken Fokus auf der Durchführung von wirtschaftlichen Einsparmaßnahmen in der Gesamtbilanz sogar von negativen Kosten gegenüber der Referenzentwicklung ausgegangen werden. Nach 2030 gehen auch die Differenzkosten der erneuerbaren Energien gegen Null.

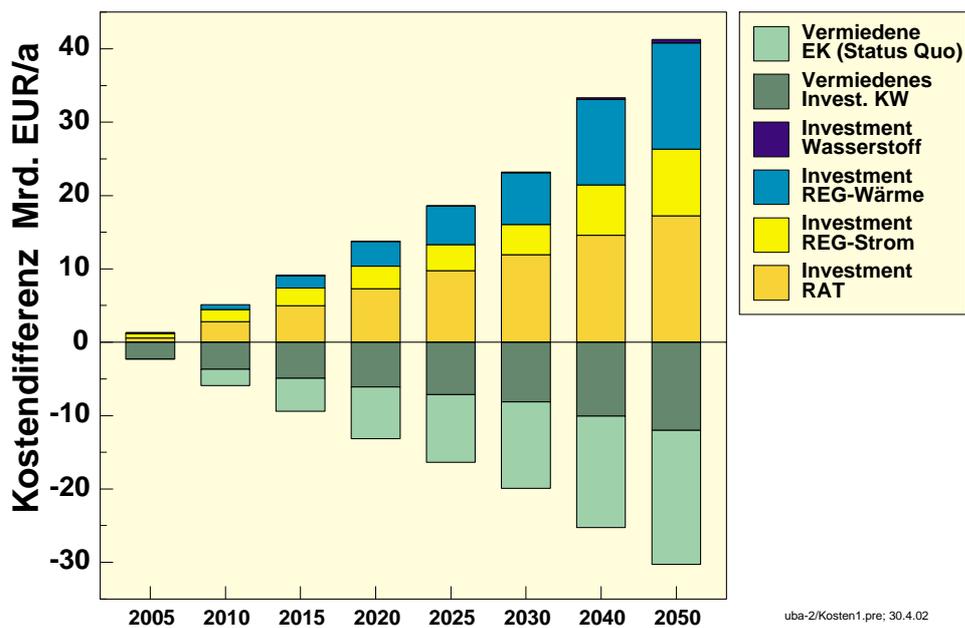


Abbildung 8-8: Aufteilung der Kostendifferenz zwischen Nachhaltigkeits- und Status Quo-Szenario auf verschiedene Kostengruppen in den jeweiligen Jahren bis 2050 (Energiepreisszenario Status Quo; EK = Energiekosten; KW = Kraftwerke und Heizanlagen; RAT = Rationelle Energienutzung; REG = erneuerbare Energien)

Je nach Vorgaben für die Entwicklung der fossilen Energieträgerpreise kann das Nachhaltigkeitsszenario zur Mitte des Jahrhunderts (in der jährlichen Kostenbilanz) insgesamt sogar kostengünstiger sein als eine auch dann noch auf fossilen Energien beruhende Status-Quo-Entwicklung. Welchen Verlauf die Differenzkosten nach 2030 nehmen, hängt damit entscheidend von der antizipierten Energiepreisentwicklung ab. Steigen die Energiepreise stärker als in der Status Quo-Entwicklung unterstellt – wovon mit gewisser Wahrscheinlichkeit ausgegangen werden kann – und/oder werden mittels geeigneter Instrumente die externen Kosten die Marktpreise von Energie aufgenommen, so unterschreiten die Differenzkosten weiterer Einsparoptionen und auch einer Vielzahl von Technologien aus dem Bereich erneuerbarer Energien die Nulllinie. Gegen 2050 ist das Nachhaltigkeitsszenario in höheren Preisvarianten, als im Analyseraster der Enquête-Kommission angenommen, insgesamt kostengünstiger als eine auch dann noch auf fossilen Energien beruhende Status-Quo-Entwicklung. Abbildung 8-9 zeigt den Verlauf der gesamten Differenzkosten der Basisvariante (Status Quo-Kosten) im Vergleich zu zwei Varianten, bei denen die Preise für fossile Energieträger im Jahr 2050 um 25% (Variante I) bzw. um 50% (Variante II) höher sind als in der Basisvariante. Die durchschnittlichen Zusatzkosten zwischen 2000 und 2050 verringern sich entsprechend auf 1,8 Mrd. EUR/a (Variante I) bzw. auf lediglich 0,3 Mrd. EUR/a (Variante II). In dieser Variante ist auch ersichtlich, dass die jährlichen Differenzkosten ihr Maximum um 2040 überschreiten und danach gegen Null tendieren.

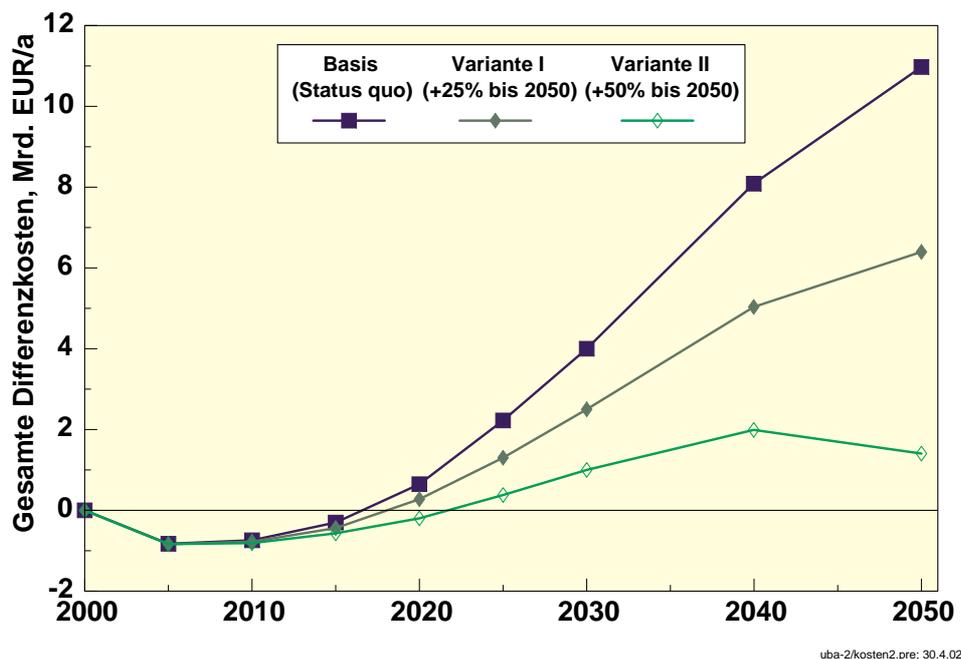


Abbildung 8-9: Gesamte Kostendifferenz zwischen Nachhaltigkeits- und Status Quo-Szenario für drei unterschiedliche Verläufe der zukünftigen Preise fossiler Energieträger (Basis: Analyseraster Enquête-Kommission sowie demgegenüber Variante + 25% bzw. + 50%)

Die hier ermittelten Ergebnisse stehen im deutlichen Widerspruch zu den Angaben des aktuellen Energieberichts des Bundeswirtschaftsministeriums (BMW i 2001). Für den gesamtwirtschaftlichen Kostenvergleich kommt der Energiebericht zu dem Ergebnis, dass mit dem dort betrachteten Klimaschutzpfad (40% Minderung der CO₂-Emissionen bis 2020 gegenüber 1990) über den gesamten Betrachtungszeitraum (von 2000 bis 2020) Mehraufwendungen in Höhe von 250 Mrd. Euro (kumuliert, nicht inflationsbereinigt) im Vergleich zu einer Referenzentwicklung zu erwarten sind. Inflationsbereinigt ergeben sich immer noch Kosten von 128 Mrd. Euro.

Die ausgewiesenen Kosten liegen damit nicht nur deutlich über dem im Rahmen dieser Untersuchung ermittelten Wert, sondern auch weit jenseits der Bandbreite der Ergebnisse anderer aktueller Studien. Beispielsweise zeigt dies ein Vergleich mit dem im Jahr 2000 im Auftrag des BMW i durchgeführten Modellexperimentes (MEX 2001), an dem insgesamt sieben renommierte, unterschiedlich orientierte Forschungsinstitute aus Deutschland teilnahmen.

In dem Modellexperiment wurden mit unterschiedlichen Energiemodellen auf der Basis einheitlicher Rahmenbedingungen die notwendigen Mehraufwendungen für eine Klimaschutz- und Kernenergieausstiegsstrategie bestimmt. Für den Betrachtungszeitraum, der sich bis zum Jahr 2030 erstreckt, wurde dabei eine Minderung des CO₂-Ausstoßes von 43 Prozent modelliert und bei Kernkraftwerken von einer maximalen Betriebszeit von 25 Jahren ausgegangen (dies sind im Vergleich zu dem im Energiebericht unterstellten Zeitraum rund sieben Jahre weniger). Die Ergebnisse der mit ganz unterschiedlichen Modellansät-

zen durchgeführten Rechnungen variierten für den gesamten Betrachtungszeitraum zwischen 12,5 und 43,5 Mrd. Euro (kumuliert, inflationsbereinigt). Sie lagen damit um den Faktor 3 bis 10 unterhalb der vergleichbaren Angaben des Energieberichtes. Folgt man den Kostenangaben des Modellexperimentes, so resultieren hieraus gegenüber einer Referenzentwicklung jährliche Mehrbelastungen von 0,4 bis 1,45 Mrd. Euro.

Die wesentlichen Ursachen für die abweichenden Ergebnisse des Energieberichtes sind auf die methodische Überschätzung der Einsparkosten zurückzuführen. Es erfolgte beispielsweise keine sektorübergreifende Betrachtung und Auswahl der CO₂-Minderungsoptionen und eine starke Übergewichtung der Maßnahmen im Bereich des Verkehrs, die zudem als besonders teuer eingestuft wurden. Auch ein Vergleich mit dem vom DIW, Öko-Institut, FZ-Jülich und ISI im Auftrag des UBA erstellten Politikscenario (FZ Jülich 1999) ergibt ein ähnliches Bild. Die dort im Rahmen einer 40%-CO₂-Minderungsstrategie für das Jahr 2020 aufgeführten Mehrkosten gegenüber der Referenzentwicklung liegen um etwa bei einem Drittel unterhalb der vergleichbaren Angaben des Energieberichts.

Die hier für das Nachhaltigkeitsszenario ausgewiesene resultierende jährliche Mehrbelastung der Volkswirtschaft liegt damit in einem Bereich, der von anderen Modellrechnungen der jüngeren Vergangenheit – die auf eine gesamtsystemare Betrachtung des Energiesystems setzen - bestätigt wird. Zudem ist dies eine Größenordnung, die in energiewirtschaftlichen Zusammenhängen nicht unüblich ist (vgl. Tabelle 8-1). Eine vergleichbare Summe wurde beispielsweise über rund zwei Jahrzehnte jährlich für die Subventionierung des deutschen Steinkohlebergbaus verausgabt.

Tabelle 8-1: Typische jährliche Aufwendungen im Energiebereich

Mehraufwendungen Klimaschutz (1998-2050)	201 Mrd. EUR
Mittlerer jährlicher Mehraufwand	3,8 Mrd. EUR/a
(Bandbreite in Abhängigkeit Energieträgerpreise)	(0,3 – 1,8 – 3,8 Mrd. EUR/a)
Mehraufwand Pro-Kopf	48 EUR/(Person*a)
Steinkohlesubventionen (2000-2005)	2 -3,5 Mrd. EUR/a
Einnahmen Ökosteuern (2001-2003)	12 – 17,5 Mrd. EUR/a
- davon nur Stromsteuer	4 – 5.5 Mrd. EUR/a
100.000 Dächerprogramm	0,1 Mrd. EUR/a
Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)	0,4 Mrd. EUR/a
Kumulierte Differenzkosten bis 2020	
Szenario Nachhaltigkeit	- 7,4 Mrd. EUR
Modellexperiment 2000	25 – 80 Mrd. EUR
BMWi-Energiebericht	250 Mrd. EUR

8.3.2 Nachhaltigkeit und Arbeitsplätze

Ein Blick auf die Ergebnisse vorliegender ökonomischer Modellrechnungen zeigt, dass keine signifikanten negativen Auswirkungen auf den Arbeitsmarkt im Rahmen von Klimaschutzentwicklungen zu erwarten sind. Im Gegenteil, häufig werden leicht positive gesamtwirtschaftliche Wirkungen ausgewiesen. Ein Beispiel hierfür ist eine aktuelle Untersuchung von Prognos für das Umweltbundesamt (Prognos 2001). Für eine Klimaschutzstrategie, die von der Vorgabe einer 40%igen Minderung des CO₂-Ausstoßes ausgeht, wird ein Arbeitsplatzzuwachs (netto) bis zum Jahr 2020 von rund 200.000 Beschäftigten berechnet. Aus den vorliegenden Betrachtungen wird aber auch klar, dass es mit der Umsetzung derart vielfältiger Maßnahmen, wie sie für das Nachhaltigkeitsszenario beschrieben worden sind, sowohl Gewinner- als auch Verliererbranchen geben wird. Hierzu werden nachfolgend drei Beispiele aufgeführt.

8.3.2.1 Bauwirtschaft als Gewinnerbranche

Aufgrund des zentralen Charakters von Sanierungsmaßnahmen gehört die Bauwirtschaft zu den potentiellen Gewinnern einer nachhaltigeren Entwicklung im Energiebereich. Gerade die Bauwirtschaft ist derzeit wieder besonders von der Konjunkturflaute betroffen. Doch bietet diese Branche hervorragende Ausgangsbedingungen für sinnvolle Investitionen zum Abbau der Arbeitslosigkeit und verspricht eine klassische „win-win-Situation“, in der alle Seiten profitieren können. Gerade in Zeiten von Konjunkturbrüchen können Investitionen und wirksame Investitionsförderungen des Staates eine Stabilisierung des Bausektors bewirken und so sehr viele Arbeitsplätze sichern.

Eine durch den Klimaschutz motivierte Sanierungsoffensive ist in diesem Sinne auch ein wichtiges Beschäftigungsprogramm. Diese Erkenntnis ist in der Wissenschaft fest etabliert. Verschiedene wissenschaftliche Untersuchungen (Prognos 1999, Wuppertal Institut/Öko Institut 1999, Wuppertal Institut/IGBAU 1999, DIW 1997) weisen für die Bauwirtschaft unter Klimaschutzbedingungen – je nach Rahmenannahmen - positive Beschäftigungseffekte zwischen 85.000 und 205.000 aus.

Auch wenn die Wissenschaft, je nach ökonomischer Theorie und zugrunde gelegten Annahmen zum Umfang, zur Ausgestaltung und zum zeitlichen Verlauf des Energieeinsparprogramms im Gebäudebereich, zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen kommen, zeigt sich doch eine Gemeinsamkeit: Alle Untersuchungen sind sich einig, ein aktives Klimaschutzprogramm in der Bauwirtschaft wird zahlreiche Arbeitsplätze schaffen. Insgesamt ist der Bausektor damit eine typische Gewinnerbranche.

Der Grund dieser Einmütigkeit liegt u.a. in der Struktur der Bauwirtschaft. Da hier – und vor allem im Ausbau- und Isolationsgewerbe, die von einer Klimaschutzstrategie besonders profitieren würden – eine stark mittelständisch und regional geprägte Struktur vorliegt, werden Investitionen zu einem großen Teil in der Region wirksam. Der Anteil importierter Vorleistungen ist relativ gering. Hinzu kommt eine hohe Arbeitsintensität im Bausektor. Von jedem Euro, der hier investiert wird, fallen rd. 40 cent direkt als Arbeitskosten an. Im Ausbaugewerbe sind es sogar mehr als 60 cent.

8.3.2.2 Erneuerbare Energien als Beschäftigungsmotor

Die erneuerbaren Energien haben sich in der jüngsten Vergangenheit sehr dynamisch entwickelt. Dies spiegelt sich in zweistelligen Wachstumsraten und auch in absoluten Zahlen wider. Heute lässt sich für die gesamte Branche mit einem Gesamtumsatz von 3,6 Mrd. Euro im Jahr 2000 (nur Neuinvestitionen in Anlagen, ohne Betrieb) ein ArbeitsplatzPotential von rund 38.000 abschätzen. Damit arbeiten heute schon mehr Menschen im Bereich erneuerbare Energien als etwa im gesamten Umfeld der Kernenergie. Auch in Bezug auf den Steinkohlebergbau ist bereits eine vergleichbare Größenordnung erreicht worden.

Aufgrund ihres dezentralen Charakters und des damit verbundenen hohen spezifischen Beschäftigungspotenzials kann sich bei einem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien auch für die klassische Energiewirtschaft eine neue Arbeitsplatzdynamik entwickeln.² Ein wichtiger Hoffnungsschimmer für eine Branche, die in den letzten Jahrzehnten aufgrund der Liberalisierung und großer Umstrukturierungen dramatische Arbeitsplatzverluste verkraften musste. Denn die Entwicklung der erneuerbaren Energien steht erst am Anfang. Wird das Verdopplungsziel erfüllt, das sich die Bundesregierung bis zum Jahr 2010 gesetzt hat (bezogen auf den Primärenergieverbrauch heißt dies eine Erhöhung des Versorgungsanteils von 2,1% im Jahr 2000 auf rund 4,2% im Jahr 2010, für Strom ergibt sich daraus ein Wachstumsziel von 6,25% im Jahr 2000 auf 12,5% im Jahr 2010), kann mit bis zu einer Verdopplung der Beschäftigtenzahl gerechnet werden. Erneuerbare Energien würden endgültig zum wichtigen Wirtschaftsfaktor.

Langfristig muss der Anteil erneuerbarer Energien weit über das mit dem Verdopplungsziel avisierte Maß hinausgehen. Geht man für die Mitte des Jahrhunderts von einer Erhöhung des Deckungsanteils an der Primärenergieversorgung auf mehr als ein Drittel aus, wie es im Nachhaltigkeitsszenario dargestellt worden ist, könnten hierdurch brutto 250.000 bis 350.000 neue Arbeitsplätze entstehen. Dabei ist mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien ein gewaltiges Investitionsprogramm verbunden. Allein für den Bereich der Stromerzeugung belaufen sich die im Nachhaltigkeitsszenario ausgelösten (oder: angestoßenen) Investitionen bis zum Jahr 2050 auf rund 280 Mrd. EUR und für die Wärmebereitstellung einschließlich des Ausbaus von Nahwärmenetzen auf über 250 Mrd. EUR

Mit dem Auf- und Ausbau hinreichend stabiler heimischer Märkte werden die wesentlichen Voraussetzungen geschaffen, um auch auf dem Exportmarkt erfolgreich agieren zu können. So konnten sich in den letzten Jahren als direkte Folge des heimischen Booms in der Windenergienutzung bereits verschiedene deutsche Windkrafthersteller am internationalen Markt etablieren. Und auch das Interesse vieler großer, international tätiger Unternehmen (z.B. Shell und BP bei der Photovoltaik, Babcock bei der Biomassenutzung, die MVV bei der Windenergienutzung) in diesem Bereich ist ein Zeichen dafür, dass hier ein Umdenken stattgefunden hat.

² Dies gilt im sogar noch stärkeren Umfang auch für die Umsetzung der vielfältigen Energieeinsparmöglichkeiten.

8.3.2.3 Kohle und Klimaschutz – Handlungsspielraum bleibt

Im Vergleich zur Bauwirtschaft und zu den Unternehmen aus dem Bereich erneuerbare Energien, sind für die Arbeitsplätze im Bergbau dagegen negative Implikationen zu erwarten. Anders als möglicherweise zu erwarten gewesen wäre, ist allerdings eine Klimaschutzentwicklung bis zu einem gewissen Punkt mit einer weiteren Nutzung der Kohle vereinbar. Klimaschutz ist demnach nicht gleichzusetzen mit einem kurzfristigen Ausstieg aus der Kohlenutzung. Auch wenn der Klimaschutz mit seinen Konsequenzen ernst genommen wird, kann noch über Jahre und Jahrzehnte nennenswert Bergbau in Deutschland betrieben werden.

Mit rund 35 Mio. t Steinkohle und 104 Mio. t Braunkohle liegt im Nachhaltigkeitsszenario auch im Jahr 2010 noch ein hohes Verbrauchsniveau vor, das sich bis zum Jahr 2020 dann auf 21 Mio. t Steinkohle und 68 Mio. t Braunkohle reduziert³. Ein einsatzfähiger Bergbau kann deshalb im Nachhaltigkeitsszenario noch über eine lange Zeit aufrechterhalten werden. Erst am Ende des Betrachtungszeitraums spielen Stein- und Braunkohle mit Einsatzmengen von 7 bzw. 5 Mio. t nur noch eine untergeordnete Rolle.

Für die Steinkohle entspricht dies Mengenverhältnissen, die derzeit auch im Rahmen der Verhandlungen über die Fortführung der Subventionierung des deutschen Steinkohlebergbaus diskutiert werden. Diese Mengen werden trotz sinkender staatlicher Unterstützung vermutlich aus heimischer Förderung bereitgestellt und entsprechend viele Lagerstätten offengehalten werden können.

Dagegen ist der Aufschluss neuer großer Tagebaue, wie etwa Garzweiler II, mit dem langfristig unter Status Quo Bedingungen Fördermengen von jährlich rund 40 Mio. t Braunkohle realisiert werden sollen, nicht mehr sinnvoll.

Die existierenden Tagebaue, deren Laufzeiten überwiegend bei noch rd. 20 Jahren liegen, können aber ausgekohlt werden, ohne mit den Klimaschutzzielen in Konflikt zu kommen. Eine Schließung bereits aufgeschlossener Tagebaue wäre dementsprechend vermeidbar. Im Nachhaltigkeitsszenario besteht noch ein ausreichender Spielraum, die bestehenden Tagebaue klima- und sozialverträglich so zu strecken, dass noch über mehrere Jahrzehnte Braunkohlenbergbau betrieben werden kann. Die Braunkohleindustrie müsste sich allerdings, ähnlich wie die Steinkohle, auf einen weiteren kontinuierlichen Schrumpfungsprozess einstellen, der jedoch bei weitem langsamer verlaufen würde, als das, was diese Industrie im vergangenen Jahrzehnt erlebt und mit z. T. großen Opfern für die Belegschaft und die Reviere bewältigt hat (vgl. Abbildung 8-10).

³ Zum Vergleich: im Jahr 2000 (1999) wurden in Deutschland 33 (39) Mio. t Stein- und 167 (161) Mio. t Braunkohle gefördert.

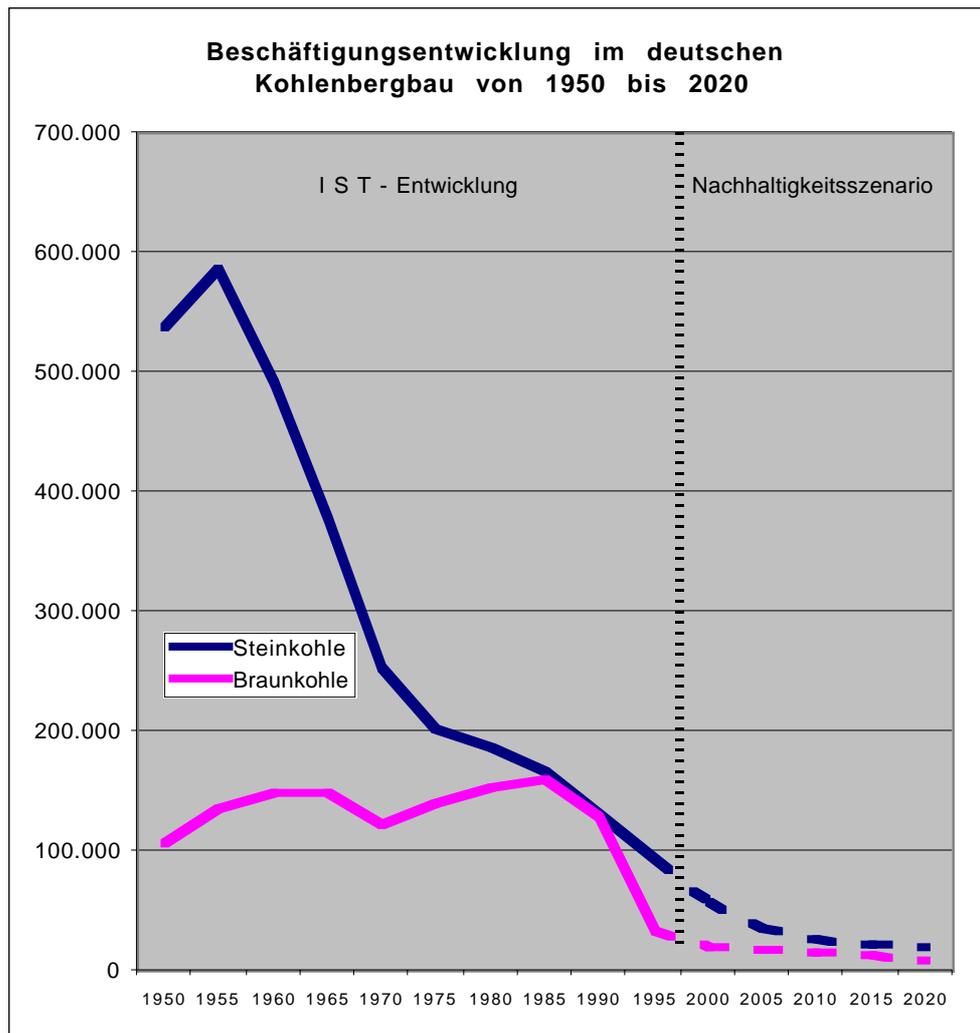


Abbildung 8-10: Entwicklung der Beschäftigten im deutschen Stein- und Braunkohlebergbau

Insgesamt sind die Zukunftsaussichten für die Bergleute in den bundesdeutschen Revieren nicht einfach. Insbesondere, wenn man bedenkt, dass hier bereits in der Vergangenheit massiv Arbeitsplätze abgebaut wurden. Allein zwischen 1990 und 2000 verringerte sich ihre Zahl im Stein- und Braunkohlebergbau zusammengenommen von 260.000 auf 79.000 (vgl. Abbildung 8-10). In der Steinkohle, die im Jahr 2000 noch 58.000 Menschen beschäftigte, ist für 2005 ein weiterer Rückgang um über 20.000 auf dann noch 36.000 vereinbart. Im Braunkohlebergbau laufen weitere Restrukturierungsprogramme um die Zahl der Arbeitsplätze weiter zu verringern. Zudem ist zu berücksichtigen, dass ein sehr hoher Anteil der Mitte 2001 noch 20.300 Beschäftigten in der bundeseigenen LMBV u.a. mit der Altlastensanierung des ehemaligen DDR-Bergbaus beschäftigt waren, also nicht im eigentlichen Bergbau selber. Hinzu kommen rd. 3.800 Beschäftigte der Sanierungsgesellschaften.

8.4 Beispiele für die Umsetzung der Veränderungsprozesse

Die in den vergangenen Kapiteln dargestellten Veränderungsprozesse sind sehr vielschichtig. An zwei Beispielen soll zum einen auf der Ebene eines Bundeslandes und zum anderen für die kommunale Ebene angedeutet werden, wie diese Veränderungsprozesse in die Praxis umgesetzt werden könnten bzw. wie sie es zum Teil auch bereits werden.

8.4.1 Von der Kernenergie zur nachhaltigen Energieversorgung – aus großen Herausforderungen erwachsen zahlreiche Chancen: Beispiel Baden-Württemberg.

8.4.1.1 Ausgangsbedingungen und zukünftige Energienachfrage

Wie Deutschland als Ganzes hat sich auch das Land Baden-Württemberg (BW) in seinem Umweltplan mit einer Reduktion der CO₂-Emissionen auf unter 65 Mio. t/a und einer Verdopplung des Beitrags von erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2010 ehrgeizige Ziele gesetzt. Betrachtet man die Entwicklung der letzten 10 Jahre, so wird klar, welch großer Anstrengungen es bedarf, diese Ziele zeitgerecht zu erreichen und danach die Entwicklung hin zu einem langfristig wirksamen Klimaschutz und einer nachhaltigen Energieversorgung konsequent fortzusetzen. Seit 1989 hat der Energieverbrauch Baden-Württembergs nämlich um 14% zugenommen. Die CO₂-Emissionen verzeichneten einen entsprechenden Anstieg. Der Bruttostromverbrauch hat sich in den letzten 25 Jahren nahezu verdoppelt; der Kernenergieausbau hat dabei den Verbrauchszuwachs etwa gerade ausgeglichen. In dieser Zeit sank gleichzeitig der Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) von 12 auf knapp 9%, derjenige der erneuerbaren Energien (ohne Biomasse) von 8,2 auf 6,5%.

Alles in allem also keine günstigen Voraussetzungen für die Umsetzung obiger Ziele, die eine deutliche Trendumkehr verlangen. Und durch die Vereinbarung der Bundesregierung und der Energiewirtschaft, die Nutzung der Kernenergie aufzugeben, entsteht für Baden-Württemberg zusätzlicher Handlungsdruck. Die durch Kernenergie mit ihrem derzeitigen Beitrag zur Stromversorgung in Höhe von 58% vermiedenen CO₂-Emissionen von 17 Mio. t/a sind entsprechend der Ausstiegsvereinbarung zur Kernenergie bis zum Jahr 2022 zusätzlich zu kompensieren, wenn gleichzeitig die längerfristigen Klimaschutzziele eingehalten werden sollen.

Aus diesen Herausforderungen erwachsen aber auch zahlreiche Chancen, die weitere Entwicklung im Energiebereich frühzeitig in eine für das Land und seine stark mittelständisch geprägte Industrie günstige Entwicklungsrichtung zu lenken, so dass neben der Erfüllung der klima- und energiepolitischen Ziele auch zahlreiche neue wirtschaftliche und arbeitsmarktpolitische Impulse entstehen können. Wie dies gelingen könnte, zeigt die folgende Darstellung, die auf einer aktuellen Untersuchung für das Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg aufbaut (BW 2002).

Obwohl sich das Bruttoinlandsprodukt bis 2050 verdoppeln wird (entsprechend eines jährlichen Wachstums von 1,6 bis 0,8%/a), kann der gesamte Endenergiebedarf in Baden-Württemberg bereits in einem relativ eingriffslosen Szenario (im Folgenden als Trend be-

zeichnet; vergleichbar der Status-Quo Entwicklung für die nationale Sichtweise im vorliegenden Bericht) bis 2050 um rund 15% gegenüber dem entsprechenden Wert von 1999 reduziert werden. Diese Entwicklung wird vor allem durch den reduzierten Bedarf im Wärmebereich getragen. Der Strombedarf nimmt dagegen im Szenario Trend in allen Sektoren weiter zu, bis 2050 insgesamt um 20%. Im Szenario Nachhaltigkeit sind für Baden- Württemberg Nachhaltigkeitsziele abgebildet, die mit der nationalen Ebene vergleichbar sind. Auch der Strombedarf sinkt in diesem Szenario leicht und liegt damit um 7% unter dem Wert von 1999.

8.4.1.2 Die zukünftige Stromversorgung Baden-Württembergs und ihre Kosten

Die Stromversorgung Baden-Württembergs ist derzeit durch die Kernenergie geprägt. Daher steht ihr möglicher Umbau im Mittelpunkt der Untersuchung. Szenario Trend (Abb. 8-9, links) ist durch einen nahezu gleichbleibenden Beitrag von Kondensationskraftwerken von rund 58 TWh/a gekennzeichnet. Die gering wachsenden Beiträge der Kraft-Wärme-Kopplung und der erneuerbaren Energien können etwa gerade den Zuwachs des Bruttostromverbrauchs von 71 TWh/a (1999) auf 84 TWh/a (2050) kompensieren. Das Szenario Trend ähnelt mit einem Anteil an Kondensationsstrom von etwa 70% im Jahr 2050 daher in seiner Grundstruktur weitgehend dem heutigen Zustand.

Dagegen führt die stärkere Ausschöpfung von Potenzialen der Stromeinsparung, der KWK und von erneuerbaren Energien im Szenario Nachhaltigkeit (Abb. 8-9 rechts) zu einem sehr weitgehenden Strukturwandel der Stromversorgung in Richtung zu einer stärker dezentralen Erzeugung. Aus fossilen Kondensationskraftwerken kommen im Jahr 2050 noch 22% des Stroms, aus KWK (einschließlich Biomasse) 35% (davon wiederum 75% aus mittleren bis kleineren Anlagen) und aus erneuerbaren Energien 43%. Während im Szenario Trend durch die Stromversorgung unakzeptabel hohe CO₂-Emissionen in Höhe von 35 Mio. t/a entstehen, steigen die CO₂-Emissionen im Szenario Nachhaltigkeit trotz Abbau der Kernenergie nicht über 21 Mio. t/a (2020), um bei konsequenter Weiterführung dieser Strategie in 2050 mit 11 Mio. t/a um 35% unter dem heutigen Niveau zu liegen. Trotz dieser günstigen Tendenz im Stromsektor ist hieraus ersichtlich, dass die anderen Verbrauchssektoren (bei einem langfristigen Gesamtminierungsziel von 80%) sehr viel weitreichendere Beiträge zu Erreichung der Klimaschutzziele des Landes erbringen müssen.

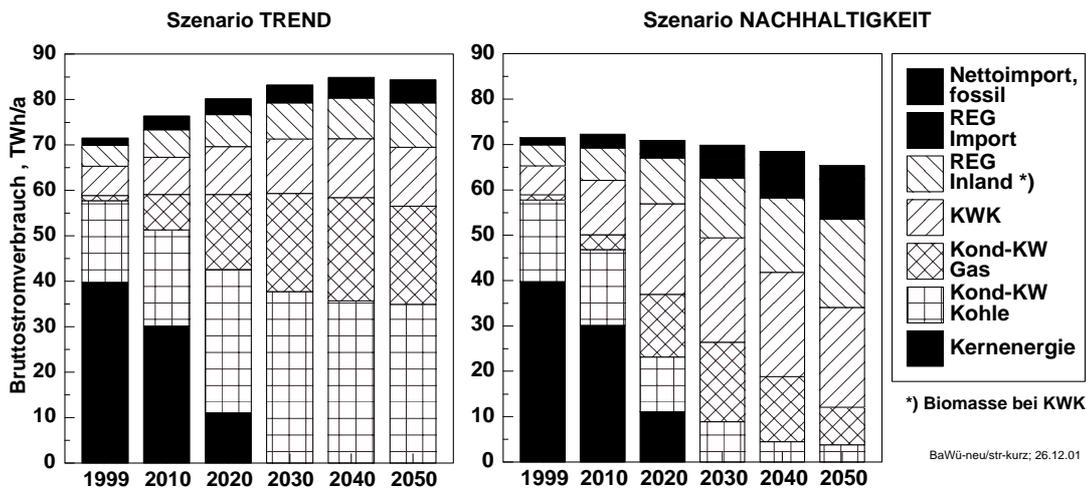


Abbildung 8-11: Strukturveränderungen der Stromversorgung in den Szenarien TREND und Nachhaltigkeit bis 2050

Eine ökologisch verträgliche Gestaltung des Ausstiegs aus der Kernenergie ist also möglich, selbst in Bundesländern mit heute stark auf der Nuklearenergie aufbauender Versorgung. Natürlich stellt sich aber auch die Frage, zu welchen Kosten dies zu realisieren ist. Die mittleren Stromkosten der derzeitigen (abgeschriebenen) Altkraftwerke belaufen sich in Baden-Württemberg frei Kraftwerk auf 2,2 cent/kWh. Die zukünftige Kostenentwicklung ist im wesentlichen durch den allmählichen Übergang zu Neukraftwerken geprägt und wird überlagert durch die Veränderung der Energiepreise und die Zubauintensität von KWK und erneuerbaren Energien. In einer in der Studie untersuchten unterer Preisvariante (Abb. 8-10, links) steigen sie im Szenario Trend von derzeit 3,1 cent/kWh (Bezug ist die Übergabe an Mittelspannungsnetz) auf langfristig 5 cent/kWh. Ab etwa 2010 beginnen im Szenario Nachhaltigkeit die mittleren Stromkosten merklich über diejenigen des Szenarios Trend zu steigen, die Maximaldifferenz mit 0,5 cent/kWh ist 2030 erreicht. Die Preisdifferenz zum Szenario Trend ist sowohl auf die unter Klimaschutzgesichtspunkten in diesem Szenario angenommenen höheren Anteile an Gas-GuD-Kraftwerken als auch auf den deutlichen Ausbau von erneuerbaren Energien zurückzuführen.

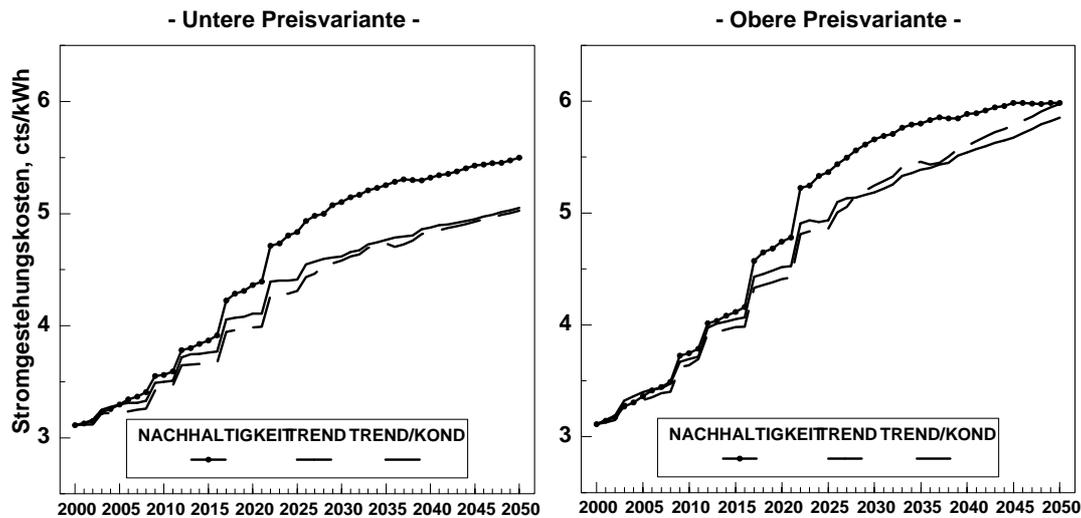


Abbildung 8-12: Verlauf der mittleren Stromgestehungskosten in den Szenarien bis 2050 (nach Übergabe an das Mittelspannungsnetz) für zwei Varianten der Preisentwicklung für Steinkohle und Erdgas

Legt man die obere Preisvariante zugrunde (Abb. 8-12, rechts), stellt sich zunächst zwischen den Szenarien bis etwa 2030 eine vergleichbare Kostendifferenz bei insgesamt höherem Kostenniveau ein. Danach wird aber allmählich die kostendämpfende Wirkung der hohen Anteile erneuerbarer Energien im Szenario Nachhaltigkeit sichtbar. Im Jahr 2050 ist praktisch ein Gleichstand der (realen) Stromkosten bei 6 cent/kWh erreicht, jedoch bei einem gegenüber dem Szenario Trend auf 30% verringerten CO₂-Emissionsniveau im Szenario Nachhaltigkeit. Werden externe Kosten durch entsprechende energiepolitische Instrumente internalisiert, so kann der Kostenschnittpunkt der Umbaustrategie mit der Trendentwicklung deutlich nach vorne geschoben werden. Werden im Zeitraum 2010 bis 2020 die externen Kosten der Steinkohle- und Erdgasverstromung voll auf die Strompreise umgelegt (Steinkohle 2,3 cent/kWh_e; Gas 1 cent/kWh_e), so wird das Szenario Nachhaltigkeit bereits ab 2025 kostengünstiger als das fossil dominierte Szenario Trend und stellt langfristig die eindeutig kostengünstigste Entwicklung dar.

8.4.1.3 Auswirkungen der Szenarien für den Klimaschutz

Die Stromversorgung trägt in Baden-Württemberg mit derzeit 22% der CO₂-Emissionen den geringsten Anteil zur Klimaproblematik bei, die Wärmeversorgung ist für 46% und der Verkehr für 32% der Emissionen verantwortlich. Beim Verlauf der gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen (Abb. 8-11) kann bis 2005 generell ein Absinken erreicht und damit der bisherige Trend einer stetigen Zunahme der CO₂-Emissionen umgekehrt werden. Nach 2005 bewirkt der wachsende Beitrag fossiler Energien im Szenario Trend ein Anwachsen auf nahezu 90 Mio. t/a in 2030. Bis 2050 kann gerade wieder das heutige Niveau erreicht werden. Eine trendorientierte Entwicklung stellt daher aus der Sicht des Klimaschutzes keine tolerierbare Entwicklung dar. Selbst wenn die Kernenergie auf dem heutigen Niveau erhalten bliebe, würde das sich dann einstellende CO₂-Emissionsniveau mit 56 Mio. t/a in 2050 den Zielpfad deutlich verfehlen.

Das Szenario Nachhaltigkeit erlaubt dagegen die angestrebte stetige Reduktion der CO₂-Emissionen auch bei dem vorgesehenen Abbau der Kernenergie. Die CO₂-Emissionen sinken bis 2020 mit 64 Mio. t/a auf 82% des heutigen Wertes, bis 2030 mit 55 Mio. t/a auf 71% und bis 2050 mit 34,5 Mio. t/a auf 44% und nähern sich damit deutlich dem aus der Sicht des Klimaschutzes anzustrebenden Zielpfades für Baden-Württemberg. Erreicht darüber hinaus der Verkehrssektor sein im Umweltplan angestrebtes CO₂-Reduktionsziel für 2005, so kann der Zielpfad nahezu erreicht werden.

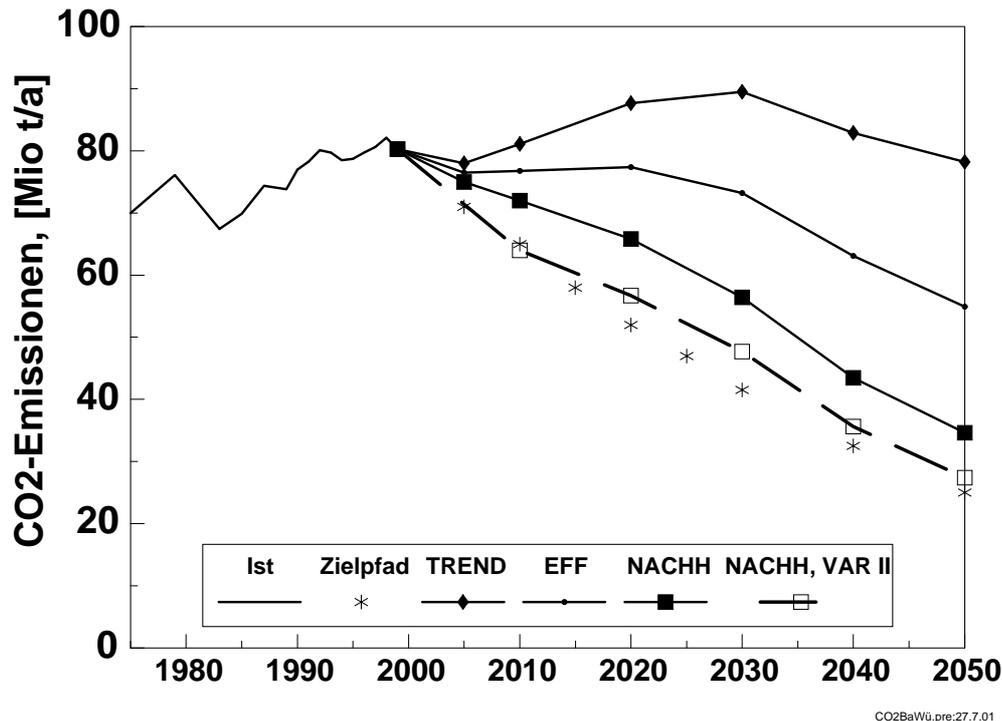


Abbildung 8-13: Verlauf der CO₂-Emissionen in den drei Szenarien bis 2050 im Vergleich zu dem anzustrebenden Zielpfad

Für den Klimaschutz ergeben sich aus den Szenarioanalysen folgende Schlussfolgerungen:

- Damit ein wirksamer Klimaschutz entlang des vorgeschlagenen CO₂-Reduktionspfades überhaupt erreichbar ist, müssen in **allen drei Verbrauchssektoren** „Stromversorgung“, „Wärmeversorgung“ und „Verkehr“ intensive Schritte in der Umgestaltung der bisherigen Energieversorgung vorgenommen werden. Den Bereichen „Verkehr“ und „Wärmeversorgung“, die derzeit den weitaus größten Beitrag an den CO₂-Emissionen verursachen, ist besondere Aufmerksamkeit zu widmen, da dort große bisher nicht mobilisierte Reduktionspotenziale vorhanden sind und – im Falle des Verkehrs – kräftige Wachstumstendenzen auftreten.
- Um dem anzustrebenden Reduktionspfad zeitgerecht folgen zu können, sind **parallel** Aktivitäten in den Bereichen „**Rationellere Energienutzung**“, „**Verstärkter Ausbau der KWK**“ und „**Wirksamer Einstieg in die Nutzung von erneuerbaren Ener-**

gien“ erforderlich. Ein Segment allein reicht nicht aus, die gesamten erforderlichen Reduktionen zu erbringen. Während kurz- bis mittelfristig Rationellere Energienutzung und KWK am wirksamsten sind, kann die längerfristige Reduktionsrolle nur von den erneuerbaren Energien übernommen werden. Damit erneuerbare Energien jedoch zeitgerecht (ab etwa 2020) die erforderlichen Reduktionsbeiträge erbringen können, müssen sie bereits heute substantiell mobilisiert werden.

- Die in den Bereichen „Wärmeversorgung“ und „Verkehr“ erforderlichen Anstrengungen sind **unabhängig vom vereinbarten Abbau der Kernenergie** zu ergreifen. Längerfristig sind sie ohnehin unverzichtbar, wenn ein deutlicher Abbau der CO₂-Emissionen erreicht werden soll. Kurzfristig tragen sie erheblich dazu bei, den in der Stromerzeugung bis 2020 entstehenden Anstieg der CO₂-Emissionen infolge des Abbaus des hohen Kernenergieanteils zu kompensieren und ermöglichen so ein stetiges Absinken der Gesamtemissionen. Ihr CO₂-Reduktionsumfang sollte sich daher an das Szenario Nachhaltigkeit anlehnen.
- Die im Umweltplan des Landes angestrebten kurzfristigen CO₂-Reduktionsziele für 2005 und 2010 sind nur dann erreichbar, wenn **insbesondere im Verkehrsbereich** sehr rasche und weitreichende Anstrengungen unternommen werden. Geht man z.B. im Szenario Trend von einem konstanten Beitrag der Kernenergie bis 2010 aus, so ergäben sich in diesem Fall CO₂-Emissionen von 75 Mio. t/a. Es wären also auch dann bis 2005 etwa 7 Mio. t/a und in 2010 mindestens 10 Mio. t/a CO₂-Emissionsreduktion zusätzlich aus den Bereichen „Wärmeversorgung“ und „Verkehr“ zu erbringen, wenn die Reduktionsziele des Umweltplans zeitgerecht erreicht werden sollen. **Weder in der „Wärmeversorgung“, erst recht nicht im „Verkehr“ existieren jedoch zur Zeit adäquate Instrumente**, um den erforderlichen Reduktionsgradienten kurzfristig einzuleiten. Hier ist also dringender Handlungsbedarf gegeben.

Die Szenarioanalysen zeigen, dass der Ersatz eines hohen Anteils Kernenergie in der Stromversorgung möglich ist, ohne klimapolitisch Schiffbruch zu erleiden. Allerdings muss dieser Umstieg mit sehr engagierten Anstrengungen in den klimastrategisch wichtigen Segmenten effizienterer Strom- und Wärmeeinsatz, KWK und erneuerbare Energien einhergehen. Diese Anstrengungen müssen bereits jetzt beginnen wirksam zu werden, damit beim Abschalten der größeren Kernkraftwerke genügend „Vorleistungen“ erbracht sind. Bei verspätetem Einstieg besteht die Gefahr, dass dann zuviel fossile Großkraftwerken errichtet werden müssen.

8.4.1.4 Volkswirtschaftliche Wirkungen der Szenarien

Der Wirtschaftszweig „Elektrizitätsversorgung“ erzielt etwa 0,9% der gesamten Nettowertschöpfung in Baden-Württemberg, stellt 0,5% der Erwerbstätigen (23 000) und ist für knapp 2% der Investitionen verantwortlich. Die eigentliche Elektrizitätserzeugung hat um rund 35-50% geringere Werte. Damit gehört der Wirtschaftszweig zu den eher weniger bedeutenden Branchen im Land. Besonders wichtig hinsichtlich zukünftiger Entwicklungen in der Energieversorgung ist jedoch, dass der Wirtschaftszweig „Herstellung von Geräten und Anlagen zur Elektrizitätserzeugung und -verteilung“ von deutlich größerer wirtschaftlicher Bedeutung ist als die eigentliche Elektrizitätserzeugung. Je besser daher die

Wettbewerbsposition der erstgenannten Branche ist, desto höher kann längerfristig ihr Anteil an der Wertschöpfungskette in der Stromerzeugung sein. Eine Strategie mit deutlich steigenden Investitionen in effiziente Stromnutzungstechnologien sowie KWK- und erneuerbare Energien-Technologien kann damit im Vergleich zum jetzigen Zustand der Stromerzeugung in wenigen Großanlagen zu einer höheren Wertschöpfung im Land führen.

In der Tat nehmen die Investitionen allein in die Stromversorgung entsprechend der Szenariostrategien sehr unterschiedliche Ausmaße an (Abb. 8-12). Für das Szenario Trend beträgt das kumulierte Investitionsvolumen im Zeitraum 2000-2050 33 Mrd. EUR mit einem Maximum von 8,7 Mrd. EUR im Jahrzehnt 2021-2030. Mit 65 Mrd. EUR sind die Investitionen im Szenario Nachhaltigkeit doppelt so hoch; die der fossilen KWK mit 20 Mrd. EUR und die der erneuerbaren Energien mit 42 Mrd. EUR um das 2,5-fache höher als im Trendfall. Hinzu treten noch die deutlich höheren Investitionen in Stromeinspartechnologien. Im Wärmesektor sind die Unterschiede ähnlich ausgeprägt.

Mit kumulierten 37 Mrd. EUR Nettozusatzkosten bis 2050 in der unteren Preisvariante verursacht die Stromversorgung des Szenarios Nachhaltigkeit über den gesamten Betrachtungszeitraum rund 11% höhere Kosten als diejenige des Szenarios Trend bei allerdings deutlichen Erfolgen im Bereich des Klimaschutzes. In der oberen Preisentwicklung ist das Szenario Nachhaltigkeit mit 28 Mrd. EUR Zusatzkosten nur noch um knapp 8% „teurer“ als das Szenario Trend. Für die Variante „Externe Kosten“ sind die Kosten des Szenarios Nachhaltigkeit im Vergleich zum Trend mit kumulierten Zusatzkosten von rund 1 Mrd. EUR bis 2050 praktisch ausgeglichen. Da diese externen Kosten anderweitig sowieso anfallen, also von der Gesellschaft innerhalb der nächsten 50 Jahre auch getragen werden müssen, stellt die Umsetzung des Szenarios Nachhaltigkeit letztlich die volkswirtschaftlich günstigere Strategie dar; bei insgesamt natürlich höherem Kostenniveau. Wirtschaftlich und energiepolitisch wirksam wird dies jedoch erst, wenn diese externen Kosten in die betriebswirtschaftliche Kalkulation der Investoren und Verbraucher integriert werden.

Die Stimulierung des Absatzes von „neuen Energietechnologien“ in Baden-Württemberg durch einen beschleunigten Umbau der Energieversorgung kann dem Szenario Nachhaltigkeit folgend wesentlich zur Schaffung eines entsprechenden Industrieclusters in Baden-Württemberg beitragen. Die Auswirkung einer derartigen Entwicklung hat für das zukünftige Wachstum der Wirtschaft des Landes weit größere Bedeutung als die volkswirtschaftlichen Wirkungen der eigentlichen Strombereitstellung bzw. der Unterschiede verschiedener Ausbaustrategien. Baden-Württemberg besitzt derzeit günstige Voraussetzungen, um den wachsenden Bedarf an komplexen Verfahren und neuen Systemlösungen zu einem bedeutenden Teil zu decken, die für ein weiteres Vordringen neuer Energietechnologien auf Landes-, Bundes- und internationaler Ebene immer wichtiger werden. Es verfügt, nicht zuletzt dank der kontinuierlichen FuE-Förderung durch das Land, in vielen Bereichen über eine hervorragende wissenschaftlich-technologische Basis. Da sich viele der neuen Technologien noch im Demonstrationsstadium befinden oder am Beginn ihrer Markteinführung stehen, bedürfen sie auch künftig einer kontinuierlichen Weiterentwicklung. Vor allem für viele kleine und mittlere Unternehmen ist es besonders zu Beginn ihrer Aktivitäten sehr wichtig, diese Rückkopplungen von regionalen, für sie gut erreichbaren Märkten zu be-

kommen. Ein rascher und effizienter Transfer von technologischem Know-how und innovativen Forschungsergebnissen in die Industrie, speziell in kleine und mittlere Unternehmen – wie er nicht zuletzt durch eine Entwicklung entsprechend dem Szenario Nachhaltigkeit angestoßen würde – ist dabei von entscheidender Bedeutung. Sonst besteht die Gefahr, dass Baden-Württemberg im Energiebereich zwar „gesät“ hätte, aber nicht oder nur wenig „ernten“ würde. Eine klare Perspektive der Landesregierung zur Entwicklung der Märkte im Land, etwa in Bezug auf das Verdoppelungsziel bei erneuerbaren Energien und der verstärkten Nutzung dezentraler KWK-Anlagen, ist deshalb nicht nur energie- und umweltpolitisch von Bedeutung, sondern auch industriepolitisch: Eine regionale Entwicklungsperspektive ist vielfach eine Grundvoraussetzung, um längerfristig überregionale Märkte erfolgreich bedienen zu können. Angesichts der wachsenden Bedeutung, die dezentralen Technologien für die zukünftige Energieversorgung auch international zukommt und der bereits in einigen Bereichen feststellbaren dynamischen Marktentwicklung, bieten sich hier für Baden-Württemberg vielfältige Chancen, die genutzt werden sollten. In diesem Sinne kann der Ausstieg aus der Kernenergie für das Land mehr Chance als Belastung sein.

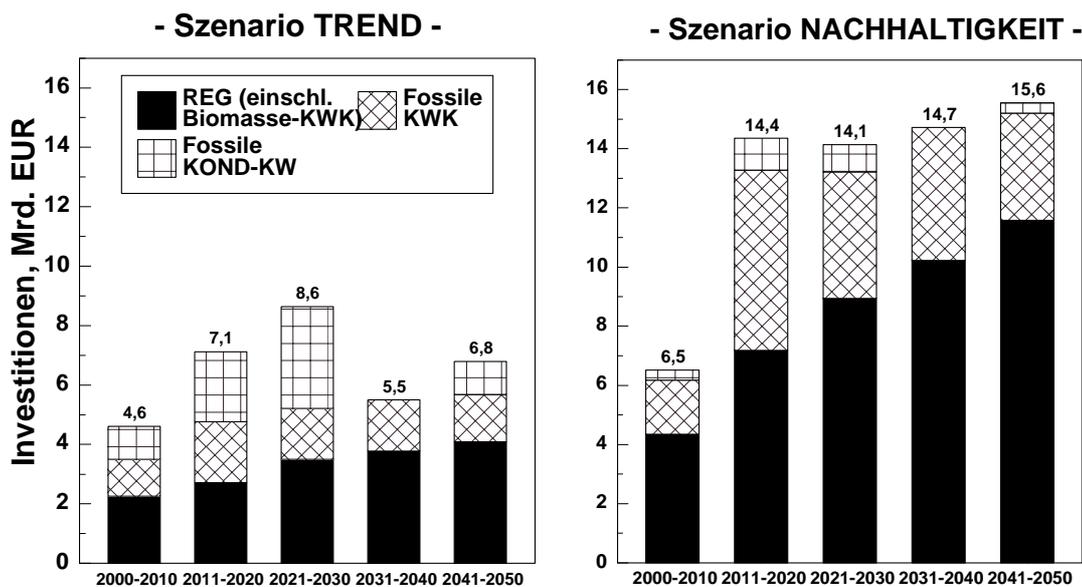


Abbildung 8-14: Investitionen in die Stromversorgung in den Szenarien Trend und Nachhaltigkeit in den jeweiligen Jahrzehnten nach Anlagenkategorien erneuerbare Energien, fossile KWK und Kondensationskraftwerken

8.4.2 Von der Kohle zur Sonne: Die Solarstadt Gelsenkirchen

Wirtschaftliche, politische und gesellschaftliche Faktoren sind in der Regel diejenigen Faktoren, die das Entwicklungspotenzial einer innovativen Technik bestimmen. Das spiegelt sich auch in der Geschichte der Photovoltaik wider. 1988 wurden in Deutschland 25 Photovoltaikanlagen mit einer installierten Spitzenleistung von insgesamt 0,7 MW_p betrieben. Förderprogramme des Bundes und der Länder sowie Fördermittel von Stadtwerken oder Energieversorgern sorgten für eine deutliche Steigerung der Nachfrage nach Solarzellen. Anfang 2000 waren in Deutschland bereits 64 MW_p Photovoltaik installiert und die Zuwachsquoten liegen auf beachtlichem Niveau.

NRW hat bereits sehr früh begonnen, aus industrie-, struktur- und energiepolitischen Gründen, auf die Photovoltaik als neue Energieoption zu setzen, was für das einstige Kohle- und Stahl land eine besondere Herausforderung bedeutet. So läßt sich in erster Linie das Engagement des Landes für das Solardreieck Gelsenkirchen – Herne - Essen mit der Zellen- und Modulfertigung und den Demonstrationsprojekten im Rahmen der Landesinitiative Zukunftsenergien erklären. NRW erschließt sich auf diesem Wege den Zugang zu einem High – Tech Produkt in einem expandierenden Markt. (2000 wurde der Weltmarkt für Photovoltaik auf ein Umsatzvolumen von etwa 1,5 Mrd. EUR geschätzt). In der Region entsteht auf diesem Wege ein konzentrierter Raum, in dem Forschungseinrichtungen und Unternehmen mit ihrem Innovationspotenzial dicht beieinander liegen. So beherbergt Gelsenkirchen die weltweit größte Solarfabrik mit einer jährlichen Fertigungskapazität von 25 MW_p. Die deutsche Shell AG und Pilkington Solar International GmbH investierten gemeinsam in die Produktion. Dieses Vorhaben wird vom Bund und dem Land NRW finanziell unterstützt. Die Produktion von Solarzellen in Gelsenkirchen wird von gezielter Forschung begleitet. Mittlerweile konnte eine Zweigstelle des weltweit anerkannten Fraunhofer Institut für solare Energiesysteme (ISE) nach Gelsenkirchen geholt werden. Auf diesem Wege soll der Strukturwandel des bisher größten Steinkohlekraftwerksstandortes zum größten Standort für die Produktion von Solarzellen vollzogen werden.

Die Grundsteinlegung für die Solarzellenfabrik, die ein Leitprojekt der Landesinitiative Zukunftsenergien NRW ist, erfolgte am 04.06.1998 in Gelsenkirchen. Die Deutsche Shell AG ist an diesem Unternehmen zu 80% beteiligt und Pilkinton Solar International zu 20%. 15 Mio.EUR haben die Anteilseigner in das Werk investiert. Bundes- und Landesfördermittel haben die Entscheidung für den Bau wesentlich beschleunigt. Das Werk verfügt über zwei Produktionslinien. Die erste ging im Sommer 1999 in Betrieb und die zweite zwölf Monate später. Das Werk war für die Jahre 1999 und 2000 voll ausgelastet und ist in der Lage im Dreischichtbetrieb ca. 13. Mio. Solarzellen/Jahr zu produzieren. Das entspricht in etwa einer Leistung von 25 MW_p. Im Werk selber sind rund 60 neue Arbeitsplätze entstanden, ca. 250 neue Arbeitsplätze entstanden in vor- und nachgeschalteten Produktionsstufen. Die neue Fabrik konzentriert sich auf drei wesentliche Produktionsschritte: die Herstellung von Solarzellen, der Ausbau der Modulfertigung und die Produktion von Siliziumblöcken. Alle Produktionsschritte wurden in enger wissenschaftlicher Kooperation u.a. mit dem Fraunhofer- Institut für Produktionstechnik und Automatisierung geplant und realisiert.

Auch von außen wurde das Fabrikgebäude für den Wettbewerb fit gemacht. Die moderne Herstellungstechnik und die innovativen Produkte werden durch eine multifunktionale Photovoltaikfassade repräsentiert. Es besteht die Möglichkeit von außen die laufende Produktion zu beobachten. Die Fassade besteht aus Photovoltaikelementen aus laminierten Siliziumzellen und lichtdurchlässigen amorphen Solarzellen. Die Erweiterung der Modulproduktion und die Photovoltaikfassade wurden im Rahmen der Landesinitiative Zukunftsenergien NRW, von der EU und dem Land NRW mit rund 2,7 Mio. EUR gefördert.

All dies bietet gute Voraussetzungen für ein attraktives Umfeld für Forschung und Entwicklung im Hinblick auf die Ansiedlung weiterer Unternehmen aus dem Energiesektor. Die Weiterbildung von Ingenieuren, Architekten und insbesondere Handwerkern ist allerdings auch unabdingbare Voraussetzung für die Annahme einer neuen Technologie am Markt und ihrem Erfolg in der Vermarktung. Eine Aufgabe, die unter anderem die gerade am Standort neu gegründeten Energieagentur Emscher – Lippe übernehmen soll.

Als weiteres Projekt auf dem Weg zur Solarstadt Gelsenkirchen ist die 1999 begonnene Solarsiedlung Gelsenkirchen- Bismarck zu nennen. Im Rahmen des Projektes „50 Solarsiedlungen“ der Landesinitiative Zukunftsenergien NRW, die 1996 vom Wirtschafts- und Bauministerium des Landes gegründet wurde, sollen in Gelsenkirchen insgesamt drei Solarsiedlungen realisiert werden. Die Solarsiedlung Bismarck in Gelsenkirchen ist als erste fertiggestellt worden und dient so als Objekt mit Vorzeigecharakter. Dies nicht nur weil die Niedrigenergiehäuser die vorgegebenen Ziele der Wärmeschutzverordnung von 1995 in Bezug auf den Heizwärmebedarf um 35 – 45% unterschreiten, sondern auch, weil die Bedürfnisse der zukünftigen Anwohner mit in die Planung eingeflossen sind. So liegt die Solarsiedlung zentral im Stadtgebiet und bietet durch eine nur 100 m entfernte Stadtbahnhaltestelle eine gute Anbindung an die öffentlichen Verkehrsmittel. Des weiteren befinden sich Kindergärten, Schulen und Einkaufsmöglichkeiten für den täglichen Bedarf in unmittelbarer Nähe der Siedlung.

Die Siedlung besteht insgesamt aus 71 Reihenhäusern aus unterschiedlicher Bauweise. Im Nordteil sind die Häuser massiv gebaut (33), während die Häuser im Südteil mit einer Holzständerbauweise konstruiert sind (22), ein Teil der Häuser im Südteil sind aber auch Massivhäuser (16). Folglich unterscheidet sich der Heizwärmeenergiebedarf der Häuser innerhalb der Siedlung beträchtlich. Im Nordteil der Siedlung beträgt der Heizwärmeenergiebedarf im Mittel 45 kWh/m^2 und bei den Leichtbauhäusern im Südteil der Siedlung 40 kWh/m^2 . Die Massivhäuser im Süden der Siedlung ermöglichen den Bewohnern sogar einen Heizwärmebedarf von nur 25 kWh/m^2 im Mittelwert. Sämtliche Häuser der Siedlung orientieren sich Richtung Süden und ermöglichen so eine passive Nutzung der Solarenergie. Abgesehen von dem differierenden Heizwärmebedarf der einzelnen Häuser gibt es weitere wesentliche Unterschiede. Augenfällig ist die vor allem im Wärme- und Stromversorgungskonzept der südlichen und nördlichen Teilsiedlung. Die im Norden befindlichen Einfamilienhäuser sind mit eigenen Gasbrennwertkesseln und einem Warmwasserbereitungssystem ausgestattet. Diese Versorgungssysteme werden zu ca. 60% jährlich durch Sonnenkollektoren unterstützt. Die Kollektorfläche beträgt 5 m^2 pro Haus und ist in der Lage bis zu 300 Litern Wasser zu speichern. Die auf den Dächern installierten Photovol-

taikanlagen produzieren 1,5 KW_p. Das Versorgungskonzept der Einfamilienhäuser auf der Südseite der Siedlung basiert auf Nahwärmezentralen, die allerdings nicht nur zur unmittelbaren Beheizung und Warmwasserbereitung der angeschlossenen Häuser dienen. Vielmehr wird die gewonnene Sonnenenergie in Form von Strom und Wärme einer zentralen Speicherstation zugeführt, die dann von allen Bewohnern genutzt werden kann. Der Betreiber der Anlage ist der lokale Energieversorger ELE.

Ein weiterer Aspekt der den ganzheitlichen Planungsansatz der Solarsiedlung Gelsenkirchen unterstreicht, ist die Betreuung der Bewohner und eine daran gekoppelte meßtechnische Untersuchung der Siedlung. Alle zwei Monate wird den Bewohnern der sogenannte „Solarbrief“ ausgehändigt. Dieser enthält Informationen zu energieeinsparendem Verbraucherverhalten oder Hinweise auf Quellen bzgl. dieses Themenbereiches. Ein weiterer Teil des Solarbriefes ist ein Verbraucherspiegel mit dem die Bewohner über ihren Primärenergieverbrauch informiert werden.

Diese auf messtechnischen Untersuchungen beruhenden Daten dienen nicht allein der Information der Bewohner, sondern auch einer wissenschaftlichen Evaluierung der energietechnischen Daten der Siedlung. Das Ziel der Untersuchung ist es, einerseits die Energie- und Wasserverbräuche der Bewohner zu erfassen und andererseits die interne Strom- und Wärmeerzeugung zu messen um auf diesem Weg die Effektivität der Wärmeerzeugungsanlagen, die Effektivität der Solarenergienutzung, den tatsächlich erreichten energietechnischen Standard der Gebäude und das Betriebs- und Regelverhalten aller Systeme empirisch zu dokumentieren. Anhand der so gewonnenen Daten sollen Anhaltspunkte für die Planung weiterer Solarsiedlungen gewonnen werden.

Ein weiteres Symbol für den Strukturwandel des Ruhrgebiets, am Beispiel Gelsenkirchen, ist der Wissenschaftspark, gewachsen auf dem Boden alter Industrie. Ziel des Wissenschaftsparks ist es, dem Standort Gelsenkirchen, einer vom Niedergang Region der Kohle- und Stahlindustrie besonders bedrohten, eine neue wirtschaftliche Perspektive zu geben, indem Forschern, Entwicklern und Dienstleistern in zukunftsweisenden Wachstumsbranchen eine architektonisch und technologisch ideale Umgebung geboten wird.

Bauherr des Wissenschaftsparks ist die 1991 gegründete „Wissenschaftspark und Technologiezentrum Reihnelbe Vermögensgesellschaft mbH“ (WTRV). Gesellschafter der WTRV sind zu 51% die Stadt Gelsenkirchen und die LEG (Landesentwicklungsgesellschaft NRW mbH) zu 49%. Das Investitionsvolumen für das Technologiezentrum liegt bei rund 37,5 Mio. EUR.

Zukunftsweisend ist die durch ein Solarstromkraftwerk gewährleistete Energieversorgung des Wissenschaftsparks. Für die 1995 errichtete Solaranlage war eine Investitionssumme von 3 Mio. EUR erforderlich, die aus Mitteln der EU (Förderprogramm Thermie), des Landes NRW und der RWE Energie AG bereitgestellt wurden. Diese Solaranlage ist rein rechnerisch in der Lage den Jahresbedarf von 40 Vier- Personenhaushalten zu decken.

Tabelle 8-2: Technische Daten des Solarkraftwerks:

Zellenmaterial	monokristalin	Zellenfläche	ca. 1236 m ²
Wirkungsgrad	max. 17%	Orientierung	Süd
Zellen/Modul	16 x 6	Neigung	28 °
Modulmaße	810 x 2090 mm	Jahresenergie	ca. 150000 KWh
Gesamtleistung	210 KW _p	Netzeinspeisung	ja
Modulleistung	234 Wp	Lebensdauer	ca. 30 Jahre
Belegungsgrad	90%	Modulfläche	1521 m ²

Der Wissenschaftspark soll innovativen Unternehmen ideale Arbeitsbedingungen bieten und baut sein Firmenansiedlungskonzept auf vier Säulen:

- Energietechnologien
- Dienstleistungen
- Informations- und Kommunikationstechnologien
- Biotechnologie.

Unternehmen aus diesen Bereichen können im Wissenschaftspark auf insgesamt 8.000 m² Büro- und Laborflächen mieten. Weitere 3.500 m² stehen für Veranstaltungen zu Verfügung. Ein Großteil der Fläche wird bereits von verschiedenen Instituten und Unternehmen besetzt. So z.B. von der Ecotech Solar GmbH, der Gesellschaft für innovative Energieumwandlung und –speicherung (EUS) und dem Institut für angewandte Photovoltaik (INAP). Auch das Fraunhofer Institut hat mittlerweile eine Zweigstelle im Wissenschaftspark Gelsenkirchen. Natürlich sind nicht nur Energieunternehmen angesiedelt, sondern viele andere mehr, die im Bereich der o.g. Säulen tätig sind.

Alles in allem treten im Wissenschaftspark Gelsenkirchen „sanfte Technologien“ an die Stelle von Kohle und Stahl. Es zeigt sich hier exemplarisch, wie man durch gezielte Förderung einen wirtschaftlichen Neuanfang gestalten kann, hier im Blick auf einen nachhaltige Energieversorgung. Im wahrsten Sinne auf dem Boden nicht mehr wettbewerbsfähiger Industrien entwickeln sich zukunftsweisende Branchen, die durch ein stadtplanerisches Konzept, im Rahmen der Solarsiedlungen, ein entsprechendes Umfeld erhalten. Zwar ist der Wandlungsprozess des Ruhrgebietes bis heute nicht vollendet und die sozialstrukturellen Probleme der Region sind natürlich noch nicht gelöst. Aber es zeigt sich deutlich, wie durch gezielte Unterstützung des Landes und der EU eine Perspektive für die Region entwickelt wird.

9 Auf dem Weg zur „solaren“ Energiewirtschaft

9.1 Ausbauzustand erneuerbarer Energien in 2050 – ein Zwischenfazit

Das Nachhaltigkeitsszenario des Jahres 2050 zeigt eine deutlich andere Energiewelt als heute. Wesentliche Nachhaltigkeitsziele sind erreicht, wie man am Vergleich einiger wichtiger Indikatoren feststellen kann (Tabelle 9-1). Pro Kopf benötigen die Einwohner Deutschlands nur noch rund die Hälfte an Primärenergie. An fossiler Energie wird noch 34% der heutigen Menge verbraucht, die CO₂-Emissionen sinken sogar auf 24%. Hier wirkt sich die zusätzliche Verschiebung des fossilen Brennstoffmixes zu den kohlenstoffärmeren Energieträgern verstärkend aus. Damit ist auch der Pro-Kopf- Ausstoß an CO₂ auf weniger als 30% des heutigen Wertes gesunken. Noch deutlicher werden die Veränderungen, wenn man sie am Wachstum der wirtschaftlichen Aktivitäten in diesem Zeitabschnitt spiegelt. Der Primärenergieeinsatz je Einheit Bruttoinlandsprodukt ist auf 23% gesunken, der Stromeinsatz auf 40%, Güterproduktion, Transportwesen und Dienstleistungssektor gehen also wesentlich effizienter mit Energie um als heute. Am Beispiel des Referenzszenarios der Enquete-Kommission wird allerdings klar, dass auch Entwicklungen eintreten können, die im Hinblick auf Nachhaltigkeit über 50 Jahre hinweg kaum Fortschritt bringen können. Der dort unterstellte „autonome“ technische Fortschritt und Strukturwandel reicht etwa gerade aus das Wachstum der bedarfsverursachenden Größen zu kompensieren, der Pro-Kopf-Energieverbrauch und -Ausstoß an Kohlendioxid bleiben unverändert; lediglich der Rückgang der Bevölkerung führt zum Absinken des Gesamtniveaus auf rund 80% des heutigen Wertes. Unter Status Quo Bedingungen werden die Nachhaltigkeitsziele dramatisch verfehlt (vgl. Tab 9-1).

Tabelle 9-1: Einige Indikatoren zur Charakterisierung der Entwicklung der Energieversorgung im Vergleich (PEV = Primärenergieverbrauch; FOS = Primärenergieeinsatz fossiler Energien; END = Endenergieverbrauch; BIP =Bruttoinlandsprodukt)

	PEV/ Kopf	Strom/ Kopf	FOS	CO ₂	REG/ END	PEV/ BIP	Strom/ BIP
	GJ/a	GJ/a	1999=100	1999=100	%	GJ/ TDM	GJ/TDM
Status 1999	173	20,7	100	100	2,0	3,81	0,46
Status Quo 2020 (Prognos /EWI 2000)	166	22,7	104	98	5,3	2,45	0,34
Referenz 2050 (Prognos/IE R 2001)	165	25,9	81	82	10,0	1,48	0,23
Szenario Nach- haltigkeit 2050	98	20,3	34	24	43,0	0,88	0,18

Neben der beträchtlichen Effizienzsteigerung, deren Potenziale im Nachhaltigkeitsszenario zum Zeitpunkt 2050 schon sehr weit ausgeschöpft sein werden, ist der zweite entscheidende Indikator der Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Energieeinsatz. Er ist im Nachhaltigkeitsszenario auf 43% des Endenergieverbrauchs gestiegen, damit sind erneuerbare Energien bereits zur dominierenden Energiequelle geworden. Obwohl dieser Wert schon außerordentlich hoch ist, stellt sich auch die Frage, ob diese Entwicklung nicht noch schneller verlaufen könnte bzw. in welcher Zeit die gesamte Energieversorgung auf erneuerbare Energien umgestellt werden könnte. Zwar sind die CO₂ - Emissionen schon beträchtlich gesunken aus der Sicht des Ressourcenverzehr ist der im Jahr 2050 verbleibende Verbrauch fossiler Energierohstoffe auf Dauer (d.h. über 2050 hinaus) jedoch noch zu hoch, um als nachhaltig gelten zu können. Dies gilt insbesondere auch vor dem Hintergrund eines weltweit wachsenden Drucks auf die Energiemärkte.

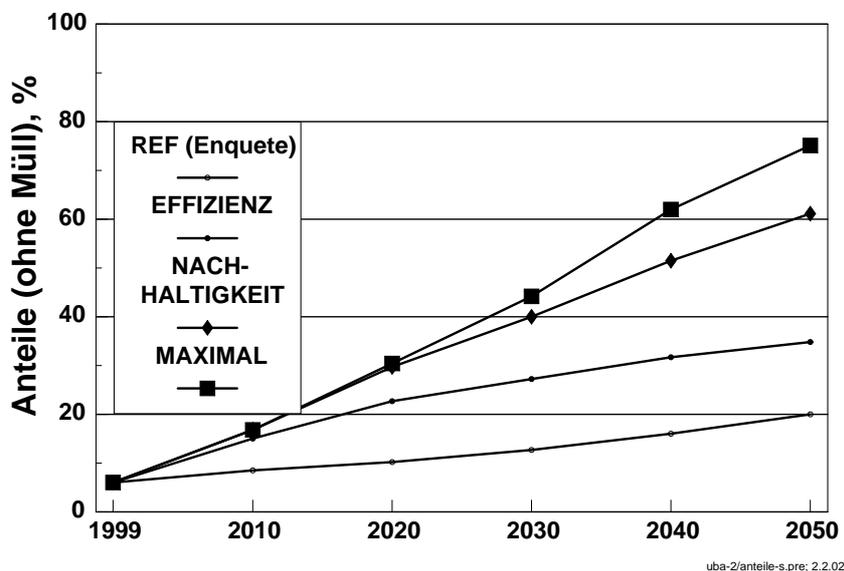
Wie kann aber der Anteil erneuerbarer Energien erhöht werden. Diese Frage soll vor dem Hintergrund des im Szenario Nachhaltigkeit erreichten Zustandes für das Jahr 2050 diskutiert werden. Betrachtet man zunächst die direkte Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien (also ohne einen zusätzlichen Stromeinsatz für die Wasserstoffherzeugung), so wird im Szenario Nachhaltigkeit mit einem Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von 61% bereits ein hoher Deckungsanteil erreicht (vgl. Abbildung 9-1a und Kapitel 5). Schon dies ist alles andere als eine selbstverständliche Entwicklung. Sie erfordert durchweg über ein halbes Jahrhundert eine lineare jährliche Zunahme der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien zwischen 4 und 5 TWh/a, was einem 50jährigen mittleren Wachstum von 4,3%/a entspricht. Geringere Wachstumstrends, wie derjenige des Effizienzszenarios mit „nur“ 3,5%/a fallen bereits deutlich zurück und erreichen – bei allerdings auch höherem Stromverbrauch – lediglich einen Anteil von 35% an der Stromversorgung im Jahr 2050. Beide Wachstumspfade gehen davon aus, dass das Verdopplungsziels 2010 – insbesondere wegen der hohen bisher positiven Entwicklung der Windenergie – mit rund 15% Anteil übertroffen wird, was für die Weiterführung der Wachstumsdynamik von wesentlicher Bedeutung ist. Im Gegensatz dazu zeigt die Referenzentwicklung einen nur mäßigen Anstieg der erneuerbaren Energien auf rund 20% Anteil im Jahr 2050.

Mit dem im Nachhaltigkeitsszenario implementierten Ausbaupfad für die erneuerbaren Energien ist die Grenze des Möglichen noch nicht erreicht. es gibt noch Handlungsspielraum, der im Folgenden im Rahmen einer „Maximalvariante“ für das Jahr 2050 dargestellt wird. Dabei wird unterstellt, dass sich nach 2010 die Ausbaugeschwindigkeit der erneuerbaren Energien noch weiter steigern lässt, da wesentliche Rahmenbedingungen, wie eine progressive europäische und internationale Klimaschutzpolitik, verantwortungsbewusstes Handeln der Energieversorger und Verbraucher, sowie weitblickende Investitionen in große Fertigungsstätten für erneuerbaren Energien in idealer Weise ineinander greifen und sich wirksam ergänzen und es so möglich wird, die Technologien konsequent zu vermarkten. Mit 75% Anteil am Stromverbrauch des Szenarios Nachhaltigkeit im Jahr 2050 ist etwa die Grenze dessen erreicht, was an Strom aus erneuerbaren Energien ohne einen chemisch speicherbaren Energieträger (Wasserstoff) in einem großräumigen Stromverbund integriert werden kann ist (vgl. Kapitel 5). Die Ausweitung des regenerativen Stromangebots (gegenüber dem Nachhaltigkeitsszenario) für die Direktnutzung auf dann insge-

samt 307 TWh/a Nettostromerzeugung erfolgt außer bei der Wasserkraft und der Biomasse durch Zuwächse in allen Technologiebereichen.

In Analogie dazu kann auch der Wärmebereich und der Verkehrssektor betrachtet werden, wobei die heutigen Ausgangsbedingungen in beiden Bereichen schwieriger sind als im Strombereich (heutige Anteile erneuerbarer Energien: Strom 6%; Wärme 2%; Verkehr 0,5%). Mit 25% (Effizienzscenario) bzw. 43% (Nachhaltigkeitsszenario) Anteil im Jahr 2050 am gesamten Endenergieverbrauch sind dementsprechend die Anteile deutlich geringer als für Strom allein (vgl. Abbildung 9-1b). Im einzelnen belaufen sich im Nachhaltigkeitsszenario die Anteile im Jahr 2050 im Wärmebereich auf 45% (Effizienzscenario: 30%) und im Verkehr auf 15% (Effizienzscenario: < 1%). Überprüft man hier die Möglichkeiten einer noch rascheren Ausweitung der Anteile, so zeigen sich im Wärmebereich enge Grenzen, da die weiter ausschöpfbaren Potenziale von Kollektor- und Geothermie-wärme lediglich Niedertemperaturwärme anbieten (Biomasse ist bereits im Szenario Nachhaltigkeit bis zu den Potenzialgrenzen ausgenutzt), die im wesentlichen nur noch auf Kosten von Wärme aus (fossiler) Kraft-Wärme-Kopplung ausgeweitet werden kann. Geht man von obiger Kombination günstiger Rahmenbedingungen aus und unterstellt eine Reduzierung fossiler KWK-Wärme im Jahr 2050 auf 65% des Wertes im Szenario Nachhaltigkeit, so kann im Wärmebereich ein maximaler Anteil von rund 60% Wärme erreicht werden.

Beitrag REG an Endenergie Strom



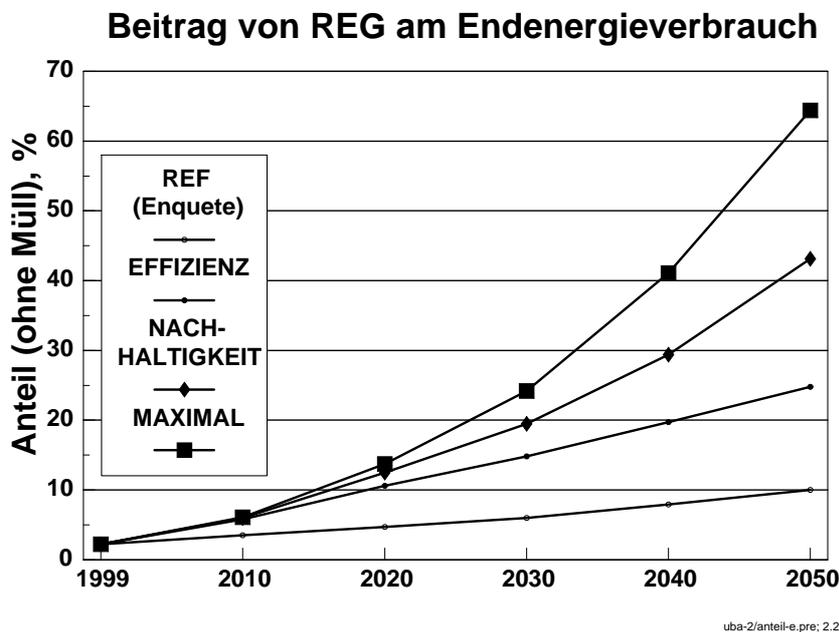


Abbildung 9-1: Entwicklung der Anteile von erneuerbarer Energien am Stromverbrauch (oben) und am gesamten Endenergieverbrauch (unten) in den Szenarien „Effizienz“ und „Nachhaltigkeit“ im Vergleich zu einer „Maximalvariante“ und dem Referenzszenario der Enquete-Kommission.¹

Auch der Verkehrssektor, der im Szenario Nachhaltigkeit erst zu 15% mit erneuerbaren Energien versorgt ist, bietet weitere Möglichkeiten einer deutlichen Ausweitung ihres Beitrags. Diese Ausweitung ist jedoch in größerem Ausmaß erst ab 2030 sinnvoll, da frühesten ab diesem Zeitpunkt von einem ausreichend effizienten Fahrzeugpark als entscheidende Grundvoraussetzung für die Einführung „teurerer“ neuer Kraftstoffe ausgegangen werden kann. In der ersten Dekaden des Betrachtungszeitraums ist zudem die CO₂-Minderungswirkung des Einsatzes erneuerbarer Energien im Verkehr im Vergleich zum Strom- und Wärmebereich wesentlich geringer. Letztlich wird sich auch erst dann das Kostenverhältnis zwischen fossilen Kraftstoffen und Kraftstoffen aus erneuerbaren Energien deutlich günstiger darstellen (vgl. Kapitel 7). Die Ausweitung des Beitrags erneuerbarer Energien im Verkehr in der „Maximalvariante“ erfolgt unter der Voraussetzung einer ausreichenden Verfügbarkeit preisgünstiger Stromerzeugungspotenziale aus erneuerbaren Energien um 5 EUR-c/kWh Stromerzeugungskosten, wofür hauptsächlich größere Wind-Offshore-Parks, sowie solarthermische Kraftwerke infrage kommen. Diese zusätzliche Stromerzeugung ist die Quelle für die elektrolytische Wasserstoffherzeugung (in Verbindung mit einem erweiterten Lastmanagement unter Einbeziehung der Elektrolyse als flexi-

¹ Die Anteil der erneuerbaren Energien in der Status-Quo-Entwicklung bis 2020 nach (Prognos/EWI 2000) sind nahezu identisch mit denjenigen des Referenzszenarios der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“.

bler Verbraucher) und damit für die breite Einführung von Wasserstoff als neuer Kraftstoff.

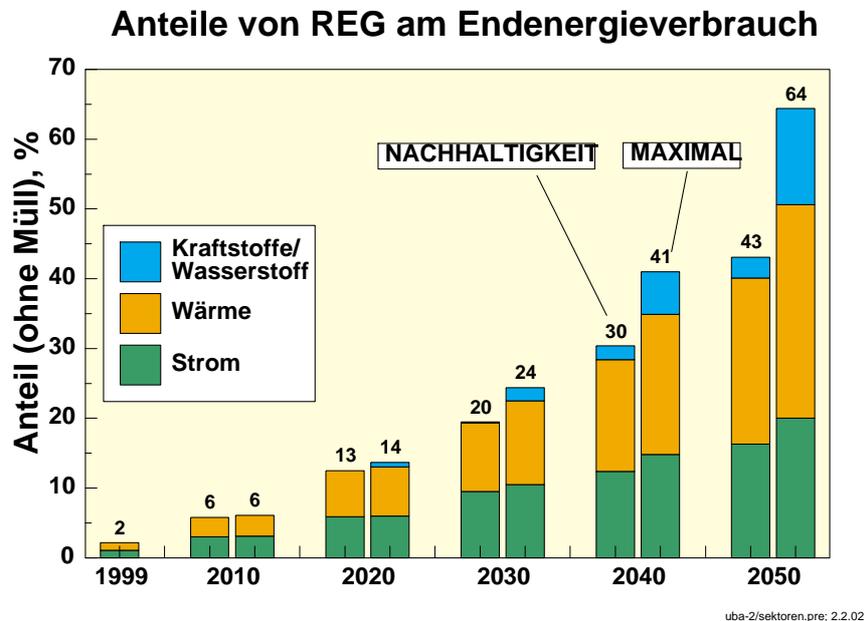


Abbildung 9-2: Entwicklung der -Anteile erneuerbarer Energien am gesamten Endenergieverbrauch nach Sektoren im Szenario Nachhaltigkeit und der Maximalvariante

Im Szenario Nachhaltigkeit werden im Jahr 2050 bereits 57 TWh/a Strom aus erneuerbaren Energien (der zweifache Wert der gesamten heutigen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien) für die Wasserstoffherzeugung eingesetzt. Der Wasserstoff findet dabei vor allem in den Einstiegsmärkten ÖPNV und Luftverkehr Verwendung. In der Maximalvariante wird dieser Wert auf 295 TWh/a gesteigert (Import aus solarthermischen Kraftwerke und anderer erneuerbaren Quellen: Wind-Onshore/120 TWh; Wind-Offshore/100 TWh; Photovoltaik/40 TWh; Geothermie/ 35 TWh)², womit 69% des Kraftstoffbedarfs des Jahres 2050 in Form von Wasserstoff bereitgestellt werden könnte.³

Aufsummiert könnten damit unter den genannten günstigen Rahmenbedingungen 64% des gesamten Endenergieverbrauchs 2050 des Szenarios Nachhaltigkeit mittels erneuerbarer Energien gedeckt werden (Abbildung 9-2 jeweils rechte Balken; vgl. Abb. 9-1, untere Abbildung, obere Kurve), wobei der Hauptzuwachs gegenüber dem Szenario Nachhaltigkeit aus dem Verkehr stammt. Der fossile Energieeinsatz reduziert sich entsprechend auf 24%

² Die Zahlenwerte sind nur als ungefähre Angabe zu verstehen. Die genaue Zuordnung erfolgt letztlich über eine Optimierung des Lastmanagements der gesamten Stromerzeugung.

³ Verglichen mit dem heutigen Kraftstoffbedarf wären es lediglich 26%, woraus die Notwendigkeit einer deutlich effizienteren Nutzung von Kraftstoffen evident wird.

der heutigen Menge, der CO₂-Ausstoß mit 129 Mio. t/a auf nur noch 15% der heutigen Emissionen. Mit der „Maximalvariante“ ist diejenige Ausbaustrategie skizziert, die aus heutiger Sicht unter sehr günstigen Bedingungen bis zum Jahr 2050 erreicht werden könnte. Der Ausbaupfad des Szenarios Nachhaltigkeit stellt hingegen die Untergrenze dar, wenn die klima- und energiepolitischen Langfristziele zeitgerecht erreicht werden sollen. Dass beide Ausbauszenarien ehrgeizige Zielsetzung mit enormen industrie- und arbeitsmarktpolitischen Auswirkungen darstellen, verdeutlichen die in Tabelle 9-2 zusammengestellten installierten Leistungen und Jahresumsätze des Ausbauzustandes 2050 im Vergleich zum heutigen Markt für erneuerbare Energien. Die installierten Leistungen sind um bis zu zwei Größenordnungen höher als heute (außer Wasserkraft). Dies gilt ebenso für die jährlichen Anlagenverkäufe, wobei der Ersatz von Altanlagen – also die Aufrechterhaltung der stetigen Strom- und Wärmebereitstellung - bereits den größten Teil des Jahresumsatzes ausmacht.

Die jährlichen Investitionen in Anlagen bewegen sich im Jahr 2050 zwischen 19 (Nachhaltigkeit) und 28 Mrd. EUR/a (Maximalvariante), liegen also beim sechs- bis achtfachen des heutigen Umsatzes. Dabei ist zu bedenken, dass bis zu diesem Zeitpunkt beträchtliche Kostensenkungen bei den meisten Technologien umgesetzt worden sind. Für die Wasserstoffbereitstellung werden davon bereits 1,7 (Nachhaltigkeit) und 7,8 Mrd. EUR/a (Maximalvariante) eingesetzt. Hinter diesen Investitionen stehen rund 250 000 bis 350 000 direkte Arbeitsplätze (brutto, d. h. ohne Berücksichtigung der in den traditionellen Energiebereichen zurückgehenden Beschäftigtenzahlen), zu denen noch indirekte in der Vorleistungskette sowie diejenigen für Betrieb, Wartung, Abriss etc. hinzukommen. Zu diesem Zeitpunkt werden auch beträchtliche Auslandsmärkte entstanden sein, da die hier beschriebenen Szenarien nur bei einer größtenteils gemeinsamen internationalen Klima- und Energiepolitik über diesen langen Zeitabschnitt hinweg verwirklicht werden können. Diese Märkte können insbesondere von denjenigen Volkswirtschaften bedient werden, die im Anlagenbau in der Wachstumsphase Führungspositionen errungen haben. Bei der Windenergie ist Deutschland bereits heute dabei auf dem besten Weg. In 2050 kann bei erfolgreicher Umsetzung obiger Ausbauziele also von einer prosperierenden „Solarwirtschaft“ in Deutschland ausgegangen werden (wobei unter dem Begriff der „Solarwirtschaft“ hier alle relevanten Technologien eingeschlossen sind).

Tabelle 9-2: Installierte Leistungen und jährlicher Leistungsumsatz von Anlagen im Bereich erneuerbare Energien in 2000 und für zwei Ausbauzustände des Jahres 2050

	2000		Nachhaltigkeit 2050		Maximalvar. 2050	
	Installierte Leistung ¹⁾	Jährlicher Umsatz ²⁾	Installierte Leistung ¹⁾	Jährlicher Umsatz ²⁾	Installierte Leistung ¹⁾	Jährlicher Umsatz ²⁾
Wasserkraft	4 550	25	5 250	100	5 250	100
Windenergie ³⁾	6 100	1 670	42 600	2 150	82 000	4 100
Photovoltaik	110	40	30 000	1 800	70 000	3 900
Kollektoren	3	0,60	400	22	440	26
Geothermie Wärme	70	ca. 15	31 000	1 800	42 000	2 500
Geothermie Strom	-	-	3 900	275	9 100	640
Biomasse, -gas ⁴⁾	17 000	ca. 800	68 300	2 730	68 300	2 730
Solartherm. Kraftwerke ⁵⁾	-	-	11 000	640	26 000	1 300
Übriger Stromimport ⁵⁾	-	-	3 700	190	9 800	450
Ges. Umsatz (Mrd. EUR/a)		3,4 ¹⁾		19,0		28,2

1) MW el, th; bei Kollektoren Mio. m ²⁾ Zubau und Ersatz: MW/a, Mio. m ²⁾/a

3) einschließlich Offshore in deutschen Gewässern, 4) ohne Kleinanlagen für Holz (Kachelöfen, Kamine); Feuerungs- bzw. Gasleistung der Anlagen, 5) nur Anteil für Import nach Deutschland

Genauso wie das Nachhaltigkeitsszenario setzt auch die Maximalvariante auf einen ausgewogenen Mix aller Technologien aus dem Bereich erneuerbare Energien und trägt damit positiv zur Risikoverteilung und Versorgungssicherheit bei (vgl. Abbildung 9-3). In der Maximalvariante tragen außer heimischer Wasserkraft (wegen Potenzialgrenzen) und heimischer Photovoltaik (aus Kostengründen) alle anderen Technologien zu jeweils etwa 10% zum Primärenergieverbrauch des Jahres 2050 mit 6 600 PJ/a bei⁴. Wesentlich ist daher, dass bereits heute dafür Sorge getragen wird, dass Entwicklung und Marktdurchdringung aller Technologien in ausreichendem Maße stattfindet, auch wenn sich ihre Beiträge in unterschiedlicher Intensität und zu unterschiedlichen Zeiten entwickeln. Insgesamt liegt der Primärenergieanteil aus erneuerbaren Energien in dieser Variante bei 57% im Jahr 2050 im Vergleich zu 37% im Nachhaltigkeitsszenario.

⁴ Strom aus Wasser, Wind, PV, Geothermie und solarthermischen Kraftwerken ist dabei nach der Wirkungsgradmethode bewertet, Wärme aus erneuerbaren Energien wird als Substitut für fossil erzeugte Wärme angesehen, bei Biomasse wird der Heizwert als Primärenergie definiert.

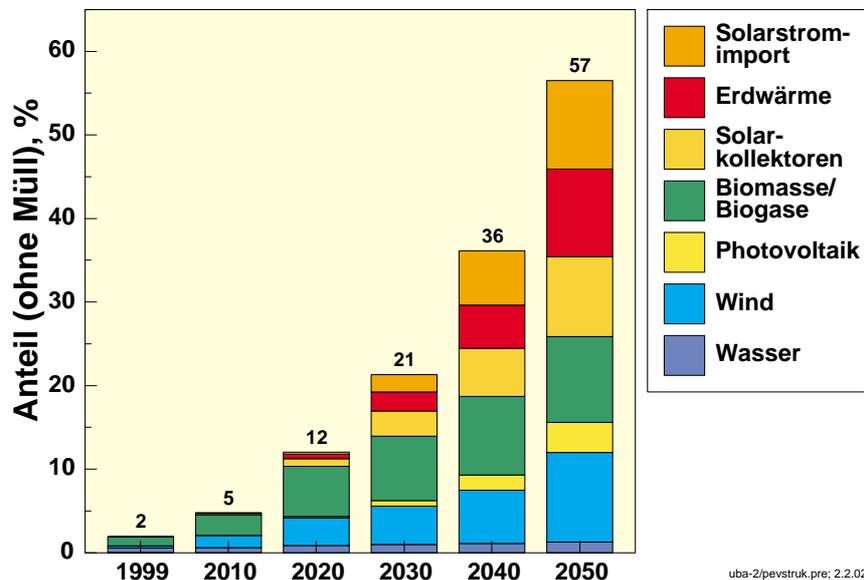


Abbildung 9-3: Entwicklung der Anteile erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch des Szenario Nachhaltigkeit beim Ausbau entsprechend der Maximalvariante

9.2 Eine vollständig regenerative Energiewirtschaft – Vision oder realistische Perspektive ?

Aus technisch-struktureller Sicht sind auch nach dem Jahr 2050 noch vielfältige Ausbaumöglichkeiten von erneuerbaren Energien vorhanden. Insbesondere sind bis dahin die technischen Potenziale der Nutzung der Strahlung mittels Photovoltaik und solarthermischen Kraftwerken erst geringfügig ausgeschöpft. Die in größerem Umfang verfügbare zusätzliche Quelle ist damit in erster Linie elektrische Energie. Prinzipiell kann die unmittelbare Nutzung von Strom über die in den Szenarien ermittelten Werte noch ausgedehnt werden, indem z.B. der Wärmemarkt in stärkerem Maße direkt bedient wird (z.B. industrielle Prozesswärme, Wärmepumpen). Dieser Ausweitung sind jedoch Grenzen gesetzt, da die teilweise fluktuierende Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen auch bei weit entwickeltem Lastmanagement nicht in beliebigem Maße nutzungsgerecht angeboten werden kann bzw. diese Darbietung dann zu aufwendig wird. Ohne weitere Maßnahmen würde ein Teil des Stroms aus erneuerbaren Energien wegen der zudem nicht im größeren Umfang möglichen Speicherung nicht genutzt werden können. Diese Möglichkeiten und ihre Grenzen wurden in Kapitel 5 dargelegt; bei einer Stromproduktion aus erneuerbaren Energien über diese Grenzen hinaus ist die Umwandlung in eine speicherbare Endenergieform daher zwingend erforderlich. Bereits im Szenario Nachhaltigkeit und der Maximalvariante ist von dieser Möglichkeit Gebrauch gemacht worden, insbesondere um den Ver-

kehrssektor mit erneuerbaren Energien zu erreichen. Wasserstoff hat im Jahr 2050 endenergieeitig einen Anteil von 3% (Nachhaltigkeit) bzw. von 15% (Maximalvariante). Die entsprechenden Anteile am Endenergieeinsatz im Verkehr lauten 15% bzw. 69%.

Wasserstoff hat bei der Ausweitung des Versorgungsbeitrags der erneuerbaren Energien aus mehreren Gründen gegenüber anderen speicherbaren Energieträgern wesentliche Vorteile:

- Es wird ein Energieträger benötigt, der relativ einfach aus elektrischer Energie hergestellt werden kann, da diese längerfristig die Hauptenergieart einer intensiven Nutzung erneuerbarer Energien sein wird und in technisch sehr großen Mengen bereitgestellt werden kann.
- Die Überschüsse einer ausgedehnten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sollten verhältnismäßig leicht und in flexibler Form, d.h. in sehr unterschiedlichen Leistungen bei möglichst großer Effizienz dezentral und zentral umgewandelt werden und damit wesentliche Beiträge zum Lastmanagement leisten können.
- Der Energieträger muss multifunktional nutzbar sein, d.h. sowohl im Wärmebereich (Mittel- und Hochtemperaturbereich) wie auch als Kraftstoff eingesetzt werden können. Außerdem soll sein breiter Einsatz in fortschrittlichen Kraft-Wärme-Kopplungstechniken (Brennstoffzellen) in effizienter Weise möglich sein.
- Transport und Verteilung des Energieträgers sollten auf vorhandenen Infrastrukturen aufbauen können. Er muss zudem saisonal speicherbar sein.

Diese Eigenschaften treffen nur auf regenerativ erzeugten Wasserstoff zu. Er ist prinzipiell in der Lage, die durch die Angebotsstruktur gesetzten Grenzen zu überwinden und allen Energienutzern zu jeder Zeit eine gesicherte Energieversorgung zu gewährleisten. Als weiterer Vorteil kommt hinzu, dass ein gleichfalls gasförmiger Energieträger, nämlich Erdgas, derzeit an Bedeutung gewinnt. Die gegenwärtige Ausweitung seines Anteils – die allerdings aus Ressourcengründen mittelfristig zu begrenzen ist – ist kompatibel mit einem gleichzeitig verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien. Dies wurde sowohl für den Strombereich als den Verkehrssektor bereits dargelegt. Erdgas ist somit die geeignete fossile „Übergangsenergie“ bei einer Transformation des Energiesystems in Richtung erneuerbare Energien und Wasserstoff. Dies gilt insbesondere auch für die Infrastrukturproblematik, die häufig einen limitierenden Faktor für die Einführung neuer Energieträger darstellt. Die Erdgasinfrastruktur kann in nahezu idealer Weise über die anteilige Einspeisung von Wasserstoff (technisch ist eine Einspeisung von bis zu 20% ohne große Eingriffe in das System und bei einer hinreichenden Kompatibilität der Anwendungen möglich) neben dem Aufbau und der späteren Vernetzung dezentraler, lokaler Wasserstoffnetze genutzt werden. Sollen also die in der Maximalvariante genannten Anteile erneuerbarer Energien deutlich nach oben überschritten werden, so dürfte dies im wesentlichen nur mit einer Ausweitung des Anteils von Wasserstoff möglich sein, der dann für seine stationären Nutzung sukzessive die Erdgasinfrastruktur nutzt. Auch im Verkehrsbereich kann ein verstärkter Einsatz von Erdgas die Wasserstoffnutzung vorbereiten.

Da jedoch Verluste bei der Wasserstoffbereitstellung unvermeidlich sind und diese zusätzliche Kosten verursachen, liegt es auf der Hand, dass zuvor alle anderen preiswerteren Verfahren der Nutzung erneuerbarer Energien ausgeschöpft werden sollten. Eine verhältnismäßig späte Einführung von Wasserstoff, wie im Szenario Nachhaltigkeit und auch in der Maximalvariante angenommen, ist daher naheliegend.

Die Option „Solarer Wasserstoff“ wurde in den letzten 15 Jahren schon in zahlreichen Untersuchungen vorgestellt. Insbesondere hatte sich die Enquete-Kommission: „Technikfolgenabschätzung und -bewertung“ des deutschen Bundestages im Jahr 1990 eigens mit einer speziellen Studie TA (1990) dieser Technologie sehr gründlich angenommen. Weitere grundlegende Untersuchungen zur Einführung von Wasserstoff in Energiesysteme waren Winter, Nitsch (1986); Nitsch, Luther (1990); Prognos, ISI (1991), Traube (1992), DLR/ISI (1997); Dreier (2000). Stellt man die Aussagen dieser Untersuchungen im Hinblick auf den Beitrag von Wasserstoff bei einer sehr weitgehenden Reduktion der CO₂-Emissionen zusammen, so erhält man die in Abbildung 9-4 dargelegten Zusammenhänge:

- Die Bandbreite des Eintritts von Wasserstoff in die Energieversorgung liegt zwischen einer 50 und 80%igen Reduktion von CO₂ (bezogen auf 1990); bis dahin haben rationellere Energiewandlung und –nutzung und die direkte bzw. lokale Nutzung von erneuerbaren Energien Vorrang.
- Die tendenziell jüngeren Studien, die sich intensiver mit den Möglichkeiten des Lastmanagements von Strom aus erneuerbaren Energien auseinandergesetzt haben, verschieben den Eintrittszeitpunkt von Wasserstoff zu höheren CO₂-Reduktionswerten um 70 – 80%. Bei CO₂-Reduktionsbemühungen > 80% kommt keine Untersuchung ohne Wasserstoff aus.
- Den größten Einfluss auf die Wasserstoffeinführung haben CO₂-Reduktionsstrategien im Verkehrssektor. Wird die Einführung von Wasserstoff im Verkehr forciert (wie z.B. in der vorliegenden Maximalvariante), so ist bereits bei einem Reduktionsniveau um 60% Wasserstoff merklich an der Endenergiebereitstellung beteiligt. Werden die direkten Nutzungsmöglichkeiten von erneuerbaren Energien stärker betont, so wird Wasserstoff erst ab einem CO₂-Reduktionsniveau von 80% relevant.
- Weitere, einen frühen Wasserstoffeinsatz begünstigende, Faktoren sind eine vergleichsweise geringe Nutzung von Biomasse (z.B. kein oder geringer Anbau von Energiepflanzen aufgrund der Bevorzugung der Nutzung der freien Anbauflächen für eine Ausweitung des ökologischen Landbaus), überraschend schnelles Eindringen von Brennstoffzellen in den Energiemarkt oder überraschend kostengünstige und ausreichend große Stromerzeugungspotenziale auf der Basis erneuerbarer Energien schon um 2020 (Stromkosten < 5 EUR-c/kWh).
- Eine Extrapolation der Maximalvariante auf eine nahezu vollständige Vermeidung von energetisch bedingtem CO₂ führt zu einem Anteil von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien um 30 – 35% am Endenergieverbrauch; der Verkehrssektor ist dann zu 85%, der Wärmebereich zu rund 30% mit Wasserstoff versorgt.

- Hinterlegt man die CO₂-Reduktionswerte in Abbildung 9-4 mit einer Zeitskala so ist eine breite Einführung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien nicht vor 2025 erforderlich (und wegen der dann immer noch relativ hohen Kosten volkswirtschaftlich auch nicht sinnvoll); andererseits sollte seine flächendeckende Einführung bis 2050 erfolgt sein, wenn eine weitere CO₂-Reduktion über 80% hinaus angestrebt wird bzw. die Ressourcenbasis längerfristig ganz auf regenerative Energien umgestellt werden soll.

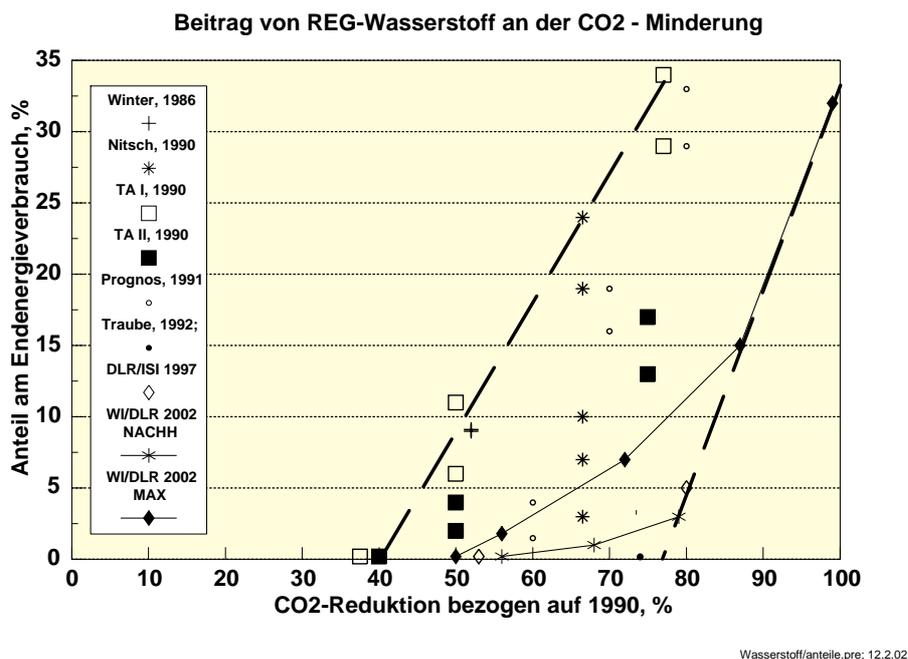


Abbildung 9-4: Bandbreite des Beitrags von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien an der Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen im deutschen Energiesystem nach mehreren Untersuchungen zur Einführung von Wasserstoff sei 1986.

Versucht man die in dieser Studie erarbeiteten Erkenntnisse zu einem Ausblick auf die mögliche Entwicklung der Energiewirtschaft jenseits von 2050 bis zum Ende des Jahrhunderts zusammenzufassen, so zeigt sich, dass eine erfolgreiche Umwandlung der jetzigen in eine nachhaltige Energieversorgung wesentlich von drei Strategieelemente abhängt:

1. Die eingeleitete Reduktion von Treibhausgasemissionen muss in den nächsten zwei bis drei Jahrzehnten im wesentlichen von einer **deutlich rationelleren Energiewandlung- und -nutzung (REN)** erbracht werden. Dies zeigt der Verlauf der Endenergienachfrage in den Szenarien Effizienz und Nachhaltigkeit in Abbildung 9-5. Gelingt dies nur unzulänglich - wie durch die Referenzentwicklung dargestellt - kann die CO₂-Reduktion ins Stocken geraten.

2. Der gleiche Zeitabschnitt ist entscheidend für die energiewirtschaftlich **relevante Mobilisierung aller Technologien**, damit sie in den folgenden Jahrzehnten die eingeleitete Dynamik der CO₂-Reduktion aufrechterhalten können und die Lücke zwischen weiter sinkendem Energieverbrauch und möglichen Zuwachs der erneuerbaren Energien rasch genug schließen können. Erneuerbare Energien können aus einer ganzen Reihe von Gründen in diesem Zeitraum nicht so rasch ausgebaut werden, als dass sie die gewünschten Reduktionsziele im wesentlichen allein erbringen und gleichzeitig den Ausstieg aus der Kernenergie kompensieren könnten. Aus Abbildung 9-5 ist ersichtlich, dass erst das erfolgreiche Zusammenwirken der REN- und REG-Strategie zu den bis 2050 gewünschten Reduktionszielen führt.
3. Können sich bis etwa 2040/2050 die Technologien in der hier unterstellten Weise auf dem (Welt-)Markt etablieren, kann bereits von einem Erfolg der REN//REG-Strategie gesprochen werden. Obwohl sich danach die weiteren Energieverbrauchsenkungen deutlich verlangsamen werden, ist jetzt die Wachstumsdynamik der erneuerbaren Energien so stabil, dass sie – auch bei bereits abnehmenden Zuwachsraten – die Hauptrolle bei der weiteren Substitution fossiler Energieressourcen übernehmen können. Das Kostenniveau ist dann so weit gesunken⁵, dass auch aufwendigere Optionen, wie die **Wasserstoffbereitstellung**, in wachsendem Umfang eingesetzt werden können, um alle Verbrauchsbereiche mit CO₂-neutralen Energieträgern zu erreichen und um die Restriktionen auf der Angebotsseite aufzuheben.

Unter sehr günstigen Umständen, also Reduktion des Energieverbrauchs entsprechend Szenario Nachhaltigkeit bei gleichzeitigem Wachstum der erneuerbaren Energien entsprechend der Maximalvariante, könnte so bereits um 2070 der Energiebedarf praktisch vollständig mittels erneuerbarer Energien gedeckt werden; bei einer Ausbaugeschwindigkeit erneuerbarer Energien erstreckt sich der Substitutionsprozess fossiler Energien bis 2100. Ebenso lange dauert es, wenn bei maximalem Ausbau erneuerbarer Energien geringere Erfolge bei der Verringerung des Energieverbrauchs erzielt werden. Schließlich zeigt die Kombination Verbrauch entsprechend Effizienzscenario und Ausbau erneuerbarer Energien entsprechend Nachhaltigkeitsszenario, dass auch im Jahr 2100 noch geringe Mengen fossiler Energie benötigt werden. Als ein guter Anhaltswert für die vollständige Ablösung fossiler Energierohstoffe kann daher der Zeitpunkt um 2100 betrachtet werden; er kann allerdings je nach Intensität der Teilstrategien um +/- 30 Jahre variieren. Gegenüber dem Zustand 2050 in dem erneuerbare Energien zwischen 2.350 und 3.300 PJ/a Endenergie bereitstellen, wäre ihr Beitrag nochmals um 40 - 50% zu steigern. Dies ist aus Verfügbarkeitssicht relativ leicht möglich. Der Anteil des Imports auf der Basis erneuerbarer Energien läge dann bei ca. 30 - 35%, wäre also deutlich kleiner als die heutige Importabhän-

⁵ Ein brauchbarer Orientierungswert liegt dann bei Erzeugungskosten von 5 – 7 EUR-c/kWh für REG-Strom und REG-Wärme bei im Mittel halbiertem Energieverbrauch und einer doppelt so hohen Wertschöpfung (BIP) im Vergleich zu heute.

gigkeit von fossilen Energierohstoffen. Dabei ist auch berücksichtigt, dass dann die Mehrheit aller Länder in ähnlichem Ausmaß regenerative Ressourcen in Anspruch nehmen.

Der lange Betrachtungszeitraum der hier vorgestellten Szenarien erlaubt es, den gesamten Prozess der Einführung der erneuerbaren Energien – der aus energiewirtschaftlicher Sicht gerade erst beginnt – im Zusammenwirken mit einer umfassenden Strategie einer rationelleren Energienutzung mit hinreichender Genauigkeit zu beschreiben. Es können dabei mehrere Phasen des Ausbaus erneuerbarer Energien unterschieden werden:

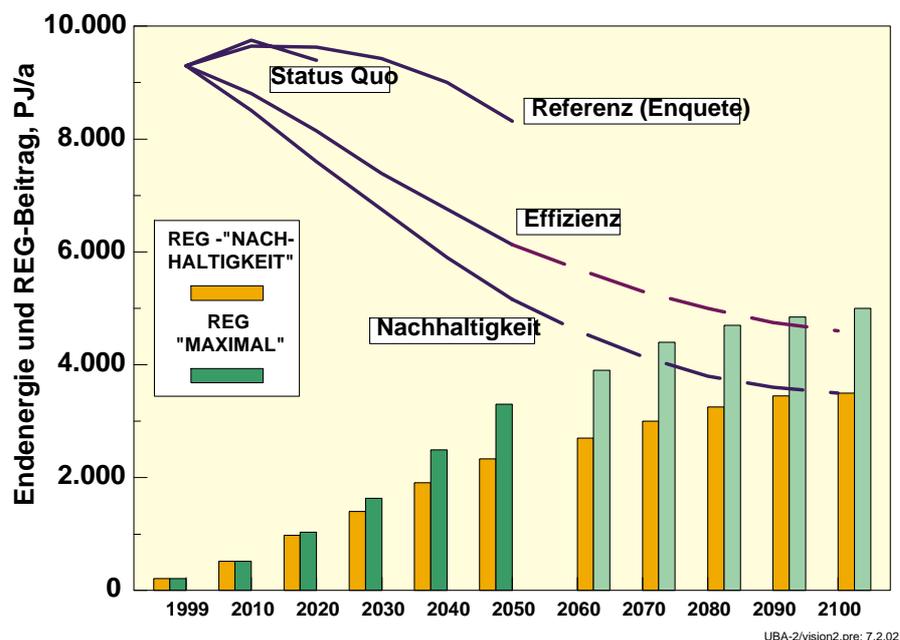


Abbildung 9-5: Mögliche Weiterentwicklung der wichtigsten Szenariogrößen in Fortführung der bis 2050 eingetretenen Entwicklungsdynamik für REN und REG.

- Bis 2010: Energiepolitisch gestützter „Einstieg“ durch Zielvorgaben und wirksame Instrumentenbündel.
- 2010 – 2020: „Stabilisierung“ des Wachstums bei allmählichem Rückzug der energiepolitischen Instrumente.
- 2020 – 2030: Vollwertige „Etablierung“ aller neuen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Quellen mit noch unterschiedlicher Ausprägung in den einzelnen Verbrauchssektoren und Aufbau von Importstrukturen für Strom aus erneuerbaren Energien.

- 2030 – 2050: Beginnende „Dominanz“ der erneuerbaren Energien in allen Bereichen der Energieversorgung.
- nach 2050: Fortschreitende „Ablösung“ der fossilen Energieträger und Etablierung einer vollständig auf erneuerbaren Energien beruhenden Energiewirtschaft u. a. durch den sukzessiven Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft.

Als Fazit kann festgehalten werden, dass eine derartige Einführungsstrategie der erneuerbaren Energien in Kombination mit einer Energieeinsparoffensive die derzeitigen Nachhaltigkeitsdefizite der Energieversorgung deutlich mindern kann ohne größere neuartige, nicht bewältigbare Probleme aufzuwerfen. Diese Probleme können dann deutlich eingegrenzt werden, wenn von Anfang an auf einen ökologisch optimierten Ausbau erneuerbarer Energien geachtet wird, der insbesondere auf mögliche Konfliktfelder (z. B. Flächenkonkurrenzen, Naturschutz, Landschaftsbild) eingeht. Die gleichwertige Bedeutung beider Strategieelemente geht also über die bloße Reduzierung von CO₂-Minderungsmaßnahmen weit hinaus, wie bereits im Kapitel 1 dargelegt wurde. Die Entlastungseffekte der neuen Technologien treten allerdings anfänglich nur langsam in Erscheinung und erfordern ausreichend hohe und länger andauernde Vorleistungen (vgl. z.B. UBA 2000; HGF 2001). Gerade deswegen ist die Kopplung mit einer anspruchsvollen Strategie der zu weiten Teile hoch rentablen rationelleren Energienutzung unerlässlich. Letztere ist sogar Voraussetzung, damit sich die anfänglich erforderlichen Aufwendungen in Weiterentwicklung und Markteinführung von erneuerbaren Energien in Grenzen halten und aus ihrem Einsatz ein ausreichend hoher volkswirtschaftlicher Nutzen in hinreichend kurzer Zeit resultiert. Für die politische Durchsetzbarkeit entsprechender Fördermaßnahmen ist dies von großer Bedeutung.

Literatur:

Kapitel 1:

- Arts, B.: Nachhaltige Entwicklung. Eine begriffliche Abgrenzung, in: Peripherie, Nr. 54 (1994), S. 6-27
- Birnbacher, D.: Kommentargutachten beauftragt im Rahmen des HGF-Verbundprojekts „Untersuchung zu einem integrativen Konzept nachhaltiger Entwicklung - Bestandsaufnahme, Problemanalyse, Weiterentwicklung“, Düsseldorf 1999
- Birnbacher, D./Schicha, C.: Vorsorge statt Nachhaltigkeit - Ethische Grundlagen der Zukunftsverantwortung, in: Kastenholz, H./Erdmann, K./Wolff, M. (Hrsg.) 1996, S. 141-156
- BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit). Auf dem Weg zu einer nachhaltigen Entwicklung in Deutschland. Bericht der Bundesregierung anlässlich der UN-Sondergeneralversammlung über Umwelt und Entwicklung im Juni 1997 in New York, Bonn 1997
- DIW, EWI, ISI, Öko-Institut, Prognos, RWI, Wuppertal-Institut: „Energiewirtschaftliche Voraussetzungen und energiepolitische Handlungsmöglichkeiten für eine zukunftsfähige Energieentwicklung in Deutschland – wissenschaftliche Begleitung des Energiedialogs; Kapitel 2 des Zwischenberichts an das BMWi, Berlin 1999.
- Daly, H.: Elements of Environmental Macroeconomics, in: Costanza, R. (Hrsg.) 1991, S. 32-46
- Daly, H.: Wirtschaft jenseits von Wachstum. Die Volkswirtschaftslehre Nachhaltiger Entwicklung, Salzburg 1999.
- Eichelbröner, M./Henssen, H.: Langfristige Aspekte der Energieversorgung. Ergebnisse eines Diskussionsprozesses, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Vol. 48 (1998), Nr. 8, S. 496-500
- Enquête-Kommission des 12. Deutschen Bundestags „Schutz der Erdatmosphäre“ (Hrsg.): Mehr Zukunft für die Erde - nachhaltige Energiepolitik für dauerhaften Klimaschutz, Bonn 1995.
- Enquête-Kommission „Schutz des Menschen und der Umwelt“ des 13. Deutschen Bundestags: Konzept Nachhaltigkeit: Vom Leitbild zur Umsetzung. Abschlußbericht. Bundestagsdrucksache Nr. 13/11200 vom 26.6.1998, Bonn 1998.
- Hans-Böckler-Stiftung: Wege in eine nachhaltige Zukunft. Verbundprojekt von DIW Berlin, WZB Berlin und Wuppertal-Institut, Düsseldorf, Juli 2000.
- Hauff, V. (Hrsg.): Unsere gemeinsame Zukunft, Greven 1987.
- Imboden, D.: Vorwärts, wir müssen zurück: Aufbruch zur 2000-Watt-Gesellschaft, in: GAIA, Vol. 7 (1998), Nr. 2, S. 93-106
- J. Jörisen, J. Kopfmüller u.a.: Ein integratives Konzept nachhaltiger Entwicklung. Wiss. Bericht FZKA 6393 des FZ Karlsruhe; Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse, Karlsruhe, Dez. 1999.
- J. Kopfmüller, R. Coenen, J. Nitsch, O.Langniß u.a. „Konkretisierung und Operationalisierung des Leitbilds Nachhaltige Entwicklung im Energiebereich. Wiss. Bericht FZKA 6578 des FZ Karlsruhe, Insitut für technikfolgenabschätzung und Systemanalyse. Karlsruhe, Dez. 2000.
- Kastenholz, H./Erdmann, K./Wolff, M. (Hrsg.): Nachhaltige Entwicklung. Zukunftschancen für Mensch und Umwelt, Berlin u. a. 1996.
- Knaus, A./Renn, O.: Den Gipfel vor Augen. Unterwegs in eine nachhaltige Zukunft, Marburg 1998.
- Nachhaltige Entwicklung in Deutschland. Entwurf eines umweltpolitischen Schwerpunktprogramms, Bonn 1998
- Nitsch, J./Fischedick, M. et al.: Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien. Studie im Auftrag des BMU und des UBA; Berichte des Umweltbundesamtes 2/00, Erich Schmidt Verlag Berlin 2000.
- Nutzinger, H. (Hrsg.): Nachhaltige Wirtschaftsweise und Energieversorgung. Konzepte, Bedingungen, Ansatzpunkte, Marburg 1995.
- Pearce, D./Turner, R.: Economics of Natural Resources and the Environment, London 1990.
- Pezzey, J.: Sustainable Development Concepts. An Economic Analysis. Worldbank Environment Paper No. 2, Washington 1992.
- Simonis, U.: Das „Kyoto-Protokoll“. Aufforderung zu einer innovativen Klimapolitik; WZB papers Nr. FS II 98-403, Berlin 1998.
- Simonis, U. (Hrsg.): Weltumweltpolitik. Grundriß und Bausteine eines neuen Politikfeldes, 2. Aufl., Berlin 1998.
- SRU (Der Rat von Sachverständigen für Umweltfragen): Umweltgutachten 1994. Für eine dauerhaft-umweltgerechte Entwicklung, Stuttgart 1994.

SRU: Umweltgutachten 2000. Schritte ins nächste Jahrtausend, Stuttgart 2000.

Umweltbundesamt: Nachhaltiges Deutschland. Wege zu einer dauerhaft-umweltgerechten Entwicklung, Berlin 1997.

Umweltbundesamt: Daten zur Umwelt 1997. Der Zustand der Umwelt in Deutschland. Berlin 1997

UNDP (United Nations Development Programme): Bericht über die menschliche Entwicklung 1998, New York 1998.

UNDP/SEI (Stockholm Environment Institute)/UNCSD (United Nations Commission on Sustainable Development): Energy after Rio: Prospects and Challenges, New York 1997.

UN-ECOSOC (United Nations-Economic and Social Council): Energy and Sustainable Development: Key Issues. Preparation for the ninth Session of the Commission on Sustainable Development by the Intergovernmental Group of Experts on Energy and Sustainable Development; Document Nr. E/CN.17/ESD/2000/3, New York 2000.

WBGU: Wege zur Lösung globaler Umweltprobleme. Jahresgutachten 1995 des WBGU, Berlin u.a. 1995

World Development Indicators 2000, Weltbank Washington 2000.

Wolff, H./Scheelhaase, J.: Sustainable Development - weder Illusion noch Schicksal der Energiewirtschaft, in: GAIA, Vol. 7, Nr. 1/1998, S. 36-49

Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt, Energie: Zukunftsfähiges Deutschland - Ein Beitrag zu einer global nachhaltigen Entwicklung. Studie im Auftrag von BUND und Misereor, Basel 1996.

Kapitel 2 bis 4:

Altner, G., Dürr, H.-P., Michelsen, G., Nitsch, J., Zukünftige Energiepolitik, Economica Verlag, Bonn, 1995

Altner, G., Dürr, H.P. Michelsen G. „Zukünftige Energiepolitik, Phase II: Handlungsprogramm, Juni 1998

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Umweltpolitik, Beschluß der Bundesregierung zum Klimaschutzprogramm der Bundesrepublik Deutschland auf der Basis des vierten Berichts der Interministeriellen Arbeitsgruppe CO₂-Reduktion (IMA), Bonn, 1997.

Challenges and Uncertainties for Energy Analysis, Internationale Konferenz, Brussels, 1999.

Deutscher Bundestag (Hrsg.), Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft, ISBN 3-924521-69-9, Bonn 1990

Deutsche Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt (DLR)/Wuppertal Institut u.a. (1999): "Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien", Studie im Auftrag von BMU/UBA, Stuttgart; Wuppertal, 1999.

DNK, „Energie für Deutschland - Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext.“ Dt. Nat. Komitee DNK des Weltenergieates. Düsseldorf 1998.

Enquête-Kommission, Energie und Klima, Endbericht der Enquête-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre,, des Deutschen Bundestages, Economica Verlag, Bonn, 1995.

Enquête-Kommission, Analyseraster der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“, Kommissionsdrucksache 14/43, Berlin, 2001

Esso, Esso Energieprognose 2020: Zukunft sichern – Energie sparen, Hamburg, 2000.

Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland, laufende Arbeiten zum Modellexperiment II, Stuttgart, 2000.

Fischedick, M.; Wolters, D., Globale Energieszenarien als Basis für die Marktanalyse von Zukunftstechnologien, VDI-Berichte 1457, Fortschrittliche Energiewandlung und -anwendung, VDI-Verlag, Düsseldorf, 1999.

Fischedick, M. u. a., Instrumente zum Klimaschutz in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der KWK, Untersuchung im Auftrag des Umweltbundesamtes(FKZ 298 97 343), Wuppertal, 2000.

Generaldirektion Energie DG XVII, Die Energie in Europa bis zum Jahre 2020 - Ein Szenario-Ansatz, Europäische Kommission, Brüssel, 1996

Generaldirektion Energie DG XVII, 1997 - Annual Energy Review, Europäische Kommission, Brüssel, 1997.

Generaldirektion Energie, Economic Foundations for Energy Policy, Europäische kommission, Brüssel, 1999.

- Hans Böckler Stiftung (Hrsg.), Wege in eine nachhaltige Zukunft, Düsseldorf Juni 2000 (Kurzfassung) ; das Projekt wurde durchgeführt vom Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), dem Wissenschaftszentrum Berlin für Sozialforschung (WZB) und dem Wuppertal Institut (WI)
- Hennicke, P., Fishedick, M., Kurzfristiger Kernenergieausstieg und Klimaschutz - Anmerkungen und Hintergründe-, Studie im Auftrag der Redaktion GLOBUS des Westdeutschen Rundfunks, Wuppertal, 1998.
- Hennicke, P.; Lovins, A.; The „Factor-4,-Strategy for the world, zur Veröffentlichung vorgesehen im Campus Verlag, 1999.
- IG Bauen-Agrar-Umwelt und Greenpeace (Hrsg.), Gebäudesanierung - Eine Chance für Klima und Arbeitsmarkt, a.a.O.
- IIASA, Global Energy Perspectives to 2050 and Beyond.“ Joint IIASA - World Energy Council Report, Luxemburg, London 1995.
- J.Nitsch, F.Trieb, Potenziale und Perspektiven regenerativer Energieträger, Gutachten im Auftrag des Büro für Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages, Stuttgart 2000.
- J. Nitsch, J. Luther u.a. Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung, Forschungsverbund Sonnenenergie, In Workshopreihe des Forschungsverbunds Solarenergie. H.P. Hertlein, P. Tolksdorf, (Hrsg.), Köln April 1998.
- J. Nitsch, J. Luther u.a. Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung - Ein solares Langfristszenario für Deutschland. Freiburg, Stuttgart, März 1998.
- Johannson, T.B., Kelly, H., Reddy, A.K.N., Williams, R.H., Renewable Energy: Sources for Fuels and Elektriccity, Washington Island Press, 1993.
- K.P.Masuhr, et al., Konsistenzprüfung einer denkbaren zukünftigen Wasserstoffwirtschaft, Prognos und FhG-ISI, Basel 1991.
- Kleemann, M. u. a., Systematisierung der Potenziale und Optionen für den Gebäudebereich, Studie im Auftrag der nEnquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“, Jülich, 2001.
- Kraft, A. u. a., Auswirkungen eines verstärkten Einsatzes regenerativer Energien und rationeller Energienutzung, Energiewirtschaftliche Tagesfragen (50), Heft 10, S. 766 –769, 2000.
- Krause, F. et al: Energy Policy in the Greenhouse. Volume II, Cutting Carbon Emissions: Burden or Benefit? The Economics of Energy Taxes and Regulatory Reforms on Climate, Growth and Jobs, Executive Summary, IPSEP 1995 und mehrere hierzu erschienene Einzelbände des IPSEP-Projekts 1995.
- Langniß, O., Luther, J., Nitsch, J., Wiemken, E., Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung - ein solares Langfristszenario für Deutschland, DLR Stuttgart, Fraunhofer Institut ISE Freiburg, Stuttgart, Freiburg, 1997.
- LTI-Research Group (Ed.). Long-Term Integration of Renewable Energy Sources into the European Energy System. Physica-Verlag, Heidelberg, New York. 1998.
- Nationales Klimaschutzprogramm: Beschluss der Bundesregierung vom 18. Oktober 2000, Fünfter Bericht der Interministeriellen Arbeitsgruppe „CO₂-Reduktion“ Berlin, Oktober, 2000.
- McChesney et al, The European Renewable Energy Study, Study prepared for the EU-Altener-Program, Wiltshire, 1997
- Markewitz P. u. a., Politikszenarien für den Klimaschutz II, Untersuchung im Auftrag des Umweltbundesamtes, Jülich, 1999.
- Matthes, F., Cames, M., Energiewende 2020: Der Weg in eine zukunftsfähige Energiewirtschaft, Studie im Auftrag der Heinrich Böll Stiftung, Berlin 2000.
- Oertel, D., Fleicher, T., TA-Projekt „Brennstoffzellen-Technologie“, Arbeitsbericht des Büro für Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages, Arbeitsbericht Nr. 67, Berlin, 2001.
- Prognos AG, Die Energiemärkte Deutschlands im zusammenwachsenden Europa - Perspektiven bis zum Jahr 2020, Basel, 1995.
- Prognos, EWI (1999): Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt, Studie im Auftrag des BMWi, Basel, Köln, 1999.
- Prognos/IER (2002): Datenblätter zum Referenzszenario der Enquête-Kommission „nachhaltige Energieversorgung“, zur Veröffentlichung vorgesehen, Basel, Stuttgart, 2002.

- Quaschnig, Volker, Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert Fortschrittsberichte VDI Reihe 6 Nr. 437. Düsseldorf: VDI Verlag, Düsseldorf, 2000.
- Rheinisch Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), Institut für Wirtschaftsforschung (ifo), Gesamtwirtschaftliche Beurteilung von CO₂-Minderungsstrategien, Essen, München, 1996
- Stein G., Strobel, B. (Hrsg.), Politikszenarien für den Klimaschutz, Untersuchung im Auftrag des Umweltbundesamtes, Schriften des Forschungszentrums Jülich, Band 5, Jülich, 1997.
- Tönsing, E. u. a., Energieszenarien mit reduzierten CO₂-Emissionen bis 2050, Energiewirtschaftliche Tagesfragen (47), Heft 8, S. 474ff, 1997.
- United Nations, Replacement Migration: Is it a solution to declining and ageing populations ?, Dep. Of Economic and Social Affairs, Population Division; 21 March 2000.
- Umweltbundesamt: verschiedene Untersuchungen zum Themenbereich Energieeinsparung
- Ermittlung von Energiekennzahlen fuer Anlagen, Herstellungsverfahren und Erzeugnisse - FKZ 299 41 110
 - Effizienzsteigerung bei Kuehlgeraeten mittels Nachfragebuendelung – FKZ 298 44 351
 - Effizienzsteigerung bei Elektrogeraeten und -anlagen - Potentiale – FKZ 298 97 346
 - Blindstrom bei Elektrogeraeten (Vorstudie) - FKZ 200 95 318
 - Klimaschutz durch Effizienzsteigerung bei Elektrogeraeten und -anlagen - Instrumente - FKZ 201 41 137
 - Klimaschutz durch Minderung von Leerlaufverlusten bei Elektrogeraeten - Sachstand/Projektionen/CO₂-Minderungspotenziale"; Leerlaufverluste in Privathaushalten und Büros - FKZ 104 08 541
 - Klimaschutz durch Minderung von Leerlaufverlusten bei Elektrogeraeten - Instrumente; Leerlaufverluste in Privathaushalten und Bueros; Systematisierung von Politikmassnahmen und Pruefung der Wirksamkeit bei der Minderung von Leerlaufverlusten - FKZ 204 08 545
 - Klimaschutz durch Minderung von Treibhausgasen im Bereich Haushalte und Kleinverbrauch durch klimagerechtes Verhalten - FKZ 204 01 120
 - Konzept fuer eine Kampagne "Klimaschutz in provaten Haushalten und im Kleinverbrauch - FKZ 200 46 101
 - Optimierung der Energieversorgung im BMU - Geschäftsbereich - FKZ 200 46 103
 - Moeglichkeiten, Potenziale, Hemmnisse und Instrumente zur Senkung des Energieverbauchs in der Industrie
- Vahrenholt, F., Globale Marktpotentiale für erneuerbarer Energien, Hamburg, 1998.
- Wuppertal Institut, Der Beitrag des Sektors Bauen und Wohnen für den Klimaschutz, Studie im Auftrag des Ministeriums für Bauen und Wohnen des Landes Nordrhein-Westfalen, Wuppertal Institut, 1998.
- Wuppertal Institut, Bremer Energie Institut, Dr. Tolle Consulting, BET Aachen: Instrumente zum Klimaschutz in liberalisierten Märkten unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung, Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, Wuppertal, 2000.
- Wuppertal Institut, Bewertung eines Ausstiegs aus der Kernenergie aus klimapolitischer Sichtweise Studie für das Bundesumweltministerium, Wuppertal, 2000.

Literatur Kapitel 5:

- ABB Power Transmission, HVDC Systems, ABB HVDC projects, Interne Publikation <http://www.abb.com> (unter Stichpunkt "HVDC Systems" nach Stichpunkt "ABB HVDC projects")
- Axelsson, U., Holm, A., Liljegren, C., Eriksson, K., Weimers, L., Gotland HVDC Light Transmission - World's First Commercial Small Scale DC Transmission, CIRED Conference, Nice 1999.
- Bennouna, A., Knies, G., Vereinigter Klimaschutz Afrika-Europa: wirkungsvoll, kostengünstig, völkerverbindend, Internet Publikation des Hamburger Klimaschutz-Fonds, <http://www.klimaschutz.com/>
- Bennouna, A.; Perspektiven der Stromerzeugung aus Sonnen- und Windenergie in Marokko, in G. Knies, G. Czisch, H.G. Brauch (Hrsg.), Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie, AFES-PRESS Report Nr. 67, 1999.
- Bitsch, R., Perspektiven im Energiemanagement bei Stromversorgungsnetzen mit dezentraler Einspeisung, Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, 2000.

- Bouillon, H.: „Windenergienutzung und Kraftwerkseinsatzplanung“; Kassel Symposium “Energie-Systemtechnik 1997”; ISET Kassel 1998.
- Chamia, M., HVDC - A major option for the electricity networks of the 21st century, IEEE WPM 1999, Panel Session
- Czisch, G., Kronshage, S., Trieb, F., Interkontinentale Stromverbände - Perspektiven für eine regenerative Stromversorgung -, -, Forschungsverbund Sonnenenergie, Jahrestagung 2001.
- Czisch, G.; Potenziale der regenerativen Stromerzeugung in Nordafrika – Perspektiven ihrer Nutzung zur lokalen und großräumigen Stromversorgung, Frühjahrstagung des Fachbereichs Energie der Deutschen Physikalischen Gesellschaft, Bad Honnef, April 1999.
- Czisch, G.; M. Durstewitz, M. Hoppe-Kilpper, W. Kleinkauf, Windenergie gestern, heute und morgen, Tagungsband der Husum Wind Messe, 1999.
- Deutsche Verbund Gesellschaft 2001, <http://www.dvg-heidelberg.de/>
- DLR, Ifeu Institut, Wuppertal Institut; Ökologisch optimierter Ausbau regenerativer Energien, Studie im Auftrag des BMU, 1. Zwischenbericht, Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal, 2001.
- E. Sigurdsson, Power Production in Iceland - Possible Feeding into the European Power Market, in G. Knies, G. Czisch, H.G. Brauch (Hrsg.), Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie, AFES-PRESS Report Nr. 67, 1999.
- Energy Information Administration, US-Department of Energy, Country Analysis Briefs, 2001, Internet: <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs>
- Energiestiftung Schleswig-Holstein (Hrsg.): Kostenorientierte Strompreisbildung. Entwicklung und Test eines lastabhängigen Echtzeit-Tarifs in Eckernförde. Kiel: Energiestiftung Schleswig Holstein, Studie 4, 1997.
- Ensslin, C; M. Hoppe-Kilpper: „Elektrische Energieversorgung mit hohem Anteil dezentraler und regenerativer Stromerzeugung“; Kurzstudie im Auftrag des Deutschen Bundestags - Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung; ISET Kassel 2000.
- Enermodal Ltd., Cost Reduction Study for Solar Thermal Power Plants, Report to the World Bank, Washington 1999.
- Ernst, B., Wan, Y.H., Kirby, B., Short-Term Power Fluctuation of Wind Turbines - Looking at Data from the German 250 MW Measurement Program from the Ancillary Services Viewpoint, ISET Kassel, 2000.
- European Wind Energy Assoc., Forum for Energy and Development, Greenpeace Int.: Windstärke 10. Studie zum weltweiten Ausbau der Windenergie. Oktober 1999.
- Fleischer, T., Grünwald, R., Oertel, D., Paschen, H., Elemente einer Strategie für eine nachhaltige Energieversorgung, TA-Projekt, Arbeitsbericht Nr. 69, Büro für Technikfolgen-Abschätzung des Bundestags, Berlin 2000.
- Hanitsch, R.; Loch, J.-M., Melchert, A.; Leitner, K.; Kohler, M.; Frühwirth, B.; Dobberstein, J.; Valentin, G.: Zeitvariable lineare Stromtarife – ein empirische Untersuchung im Versorgungsgebiet der Bewag. Berlin : Bewag und SenStadtUm, Juni 1993.
- Häusler, M., Energietransport über Land und See mit Gleichstrom, in G. Knies, G. Czisch, H.G. Brauch (Hrsg.), Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie, AFES-PRESS Report Nr. 67, 1999.
- Häusler, M. , Multiterminal HVDC for High Power Transmission in Europe, CEPEX99, Poznan, 1999.
- HGF 2001: J. Nitsch, c. Rösch u.a.: Schlüsseltechnologie Regenerative Energien. Teilbericht im Rahmen des HGF-Projektes „Global zukunftsfähige Entwicklung – Perspektiven für Deutschland.“ DLR Stuttgart, FZ Karlsruhe, November 2001.
- Holloway, S. et al, The Underground Disposal of Carbon Dioxide, Summary Report, Joule II Project No. CT92-0031, Brüssel, 2000.
- Hoppe-Kilpper, M., Czisch, G., Ensslin, C., Rohrig, K., Kleinkauf, W., Trieb, F., Integration erneuerbarer Energien und dezentrale Energieversorgung – Aufbau von Versorgungsstrukturen mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien -, Forschungsverbund Sonnenenergie, Jahrestagung 2001
- Installed capacity on 31 Dec. 1996, Nordel, Oslo 1997, <http://www.nordel.org/stat97/421.htm>
- Jones, T., Petrie, E., Das atmende Netz, Energie & Management Jahresmagazin 2001, November 2000
- K. Rohrig: „Online-Monitoring and Short-Term Prediction of 2400 MW Wind Power in an Utility Supply Area“; IEA Expert Meeting “Wind Forecasting Techniques“; Boulder; USA , 2000

- Krewitt 2001: W. Krewitt. Externe Kosten der Stromerzeugung. In:Rebhan, E. (Hrsg.): Energie – Handbuch für Wissenschaftler, Ingenieure und Entscheidungsträger. Springer Verlag 2001
- Krzikalla, N., Auswirkungen des EEG und des KWKG auf die Endkundenpreise, Aachen, 2001, Internet <http://www.bet-aachen.de>
- Lackner, K. S. et al, Carbon Dioxide Disposal in Solid Form, Proceedings of the 21st International Conference on Coal Utilization and Fuel System, Clearwater, Florida, 1996
- Leithner, R., CO₂-freies Kraftwerk mit 80 % elektrischem Wirkungsgrad?, Vortrag auf dem Workshop „Modernste Kraftwerkstechnologien für die Kohle“, Landtag NRW, Düsseldorf, 2001-01-22
- Last- und Energiemanagement - Lastprognosen mit künstlichen neuronalen Netzen, LEM Leipzig, 2001, Internet: <http://www.lem-leipzig.de/>
- M. Kaltschmitt, A. Wiese. Regenerative Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 2. Auflage, 1997, (auch 1. Auflage 1993)
- Marquina, A., Brauch, H.G., (Hrsg.), Political Stability and Energy Cooperation in the Mediterranean, AFES Press, Mosbach 2000
- Nitsch, J; H. Dienhart, O. Langniß. Entwicklungsstrategien für solare Energiesysteme und die Rolle von Wasserstoff am Beispiel der BRD. VDI-Bericht Nr. 1321, Düsseldorf, März 1997, S. 767-782
- Nitsch, J., Trieb, F., Potenziale und Perspektiven regenerativer Energieträger, Gutachten im Auftrag des Büros für Technikfolgen-Abschätzung des Deutschen Bundestag, Stuttgart 2000
- Nitsch, J., H. Bradke, F. Staiß u.a.: Struktur und Entwicklung der zukünftigen Stromversorgung Baden-Württembergs. Untersuchung im Auftrag des wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg, DLR Stuttgart, ISI Karlsruhe, ZSW Stuttgart, Dezember 2001
- Rudervall, R., Charpentier, J.P., Raghuvver, S., High Voltage Direct Current (HVDC) Transmission Systems - Technology Review Paper presented at Energy Week 2000, Washington, D.C., USA, March 7-8, 2000, <http://www.abb.com/global/>
- R. Steinberger-Wilms, Untersuchung der Fluktuationen der Leistungsabgabe von räumlich ausgedehnten Wind- und Solarenergie-Konvertersystemen in Hinblick auf deren Einbindung in elektrische Versorgungsnetze, Verlag Shaker, Aachen 1993
- Siemens AG, Geschichte der HGÜ, Internet <http://www.ev.siemens.de>
- Statistisches Jahrbuch UCPT 1998, hrsg. v. UCTE-Sekretariat, Wien, 1998
- Timpe, C; H. Bergmann, J. Nitsch, O. Langniß u.a.: Umsetzungsaspekte eines Quotenmodells für Strom aus erneuerbaren Energien. Untersuchung im Auftrag des Ministeriums für Umwelt und Verkehr in Baden-Württemberg. Öko-Institut Freiburg, DLR Stuttgart, Juni 2001.
- TAB 2000: J. Nitsch, F. Trieb: Potenziale und Perspektiven regenerativer Energieträger. Gutachten im Auftrag des Büros für Technikfolgen-Abschätzung am Dt. Bundestag, Stuttgart März 2000.
- Trieb, F., Nitsch, J., Knies, G., Strom und Trinkwasser aus solarthermischen Kraftwerken, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 51. Jg., (2001), Heft 6, S. 386-389
- Trieb, F., Nitsch, J., Knies, G., Milow, B.: Markteinführung solarthermischer Kraftwerke - Chance für die Arbeitsmarkt- und Klimapolitik, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 48.Jg., Heft 6 (1998), S. 392-397
- Union für die Koordinierung des Transportes Elektrischer Energie, 2001, verschiedene Berichte und Statistiken für 1999 und 2000, http://www.ucte.org/Statistik/Deutsch/Default_Stat_D.htm
- Union für die Koordinierung des Transportes Elektrischer Energie, 2001, verschiedene Berichte und Statistiken für 1999 und 2000, http://www.ucte.org/Statistik/Deutsch/Default_Stat_D.htm
- United Nations Division of Sustainable Development, Comprehensive Assessment of the Freshwater Resources of the World, 1998
- United Nations Division of Sustainable Development, Comprehensive Assessment of the Freshwater Resources of the World, 1998
- VDEW u.a., Energiewelten, Essen 2001
- V. Quaschnig, Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert, Habilitationsschrift, TU Berlin 1999
- V. Quaschnig, R. Hanitsch, Lastmanagement einer zukünftigen Energieversorgung, Brennstoff Wärme Kraft 10/1999, S. 64-67
- VDEW 2001, Internet <http://www.strom.de>

- Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft, 2001, Internet: <http://www.vik-online.de/aktuell/default.htm>
- VWEW Energieverlag GmbH, Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 1999, 51. Bericht, Frankfurt 2001
- Voigtländer, P; M. Gatterer, Potenziale der Wasserkraft, in G. Knies, G. Czisch, H.G. Brauch (Hrsg.), Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie, AFES-PRESS Report Nr. 67, 1999
- W. Kleinkauf, F. Raptis, O. Haas: "Elektrifizierung mit erneuerbaren Energien"; in: Themenheft 96/97; Forschungsverbund Sonnenenergie (FVS); Köln; 1997
- Water reservoirs 1996, Nordel, Oslo 1997, <http://www.nordel.org/stat97/47.htm>
- World Bank Report: A Strategy for Managing Water in the Middle East and North Africa, Weltbank 1994

Literatur Kapitel 6

- A. Laucher: „Biomasse-Ortszentralheizung“. Zusammenfassung des Lehrgangs „Planung und Ausführung von Biomasse-Nahwärmeprojekten“, Energiesparverein Vorarlberg, September 1995.
- B. Lauersen: District Heating in Denmark – Where are we now? Euroheat & Power; 2001
- B. Lauersen: District Heating in Denmark – Where Are We Now? EUROHEAT & POWER 4/2001, pp. 16-20.
- Biogas (2001): Karte zur Biogasnutzung in Deutschland, stand 28.02.2001; Magazin „Neue energien“ und Fachverband Biogas e.V. 2001
- Bundesbaublatt (1999): Gebäudesanierung - Von der Zukunftsvision zur Umsetzung. Arbeitskreis Energieberatung. Beitrag des Institut Wohnen und Umwelt in: Bundesbaublatt, Januar 1999.
- BMU (1999): Erneuerbare Energien und Nachhaltige Entwicklung. Broschüre des BM für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Referat Öffentlichkeitsarbeit, Bonn 1999
- D. Mangold und E. Hahne: „Aktuelle und künftige Kosten thermischer Solaranlagen.“ Tagungsbericht 8. Symposium Thermische Solarenergie, S. 420-427, Ostbayerisches Technologie Transfer Institut (OTTI), Kloster Banz 1998.
- D. Mangold: Solare Nahwärme – Projekte, Potenziale, Perspektiven. Tagungsband „Solare Wärme“, 2001
- D. Mangold u.a.: „Solaranlagen auf dem Weg zur Wirtschaftlichkeit.“ Tagungsbericht 8. Symposium Thermische Solarenergie, S. 350-354, Ostbayerisches Technologie Transfer Institut (OTTI), Kloster Banz 1998.
- Danske Fjernvarmevaerkeres Forening: „Statistik 1997/98“. Galgebjergvej 44, DK-6000 Kolding.
- DLR / ZSW: Klimaschutzkonzept für das Saarland des MUEV; Stuttgart, 1997
- Energieagentur NRW, Von der Energieschleuder zum 3-Liter-Rathaus, Informationsbroschüre der Energieagentur NRW, Wuppertal, 2000
- „Energy Tax on Industrie in Denmark“. ISBN 87-7856-030-6, Ministry of Finance, Dec. 1995.
- „Energy in Denmark 1998“. Eds.: Danish Energy Agency and Ministry of Environment and Energy, Denmark, Feb. 1998.
- Enquete-Kommission (1995): „Schutz der Erdatmosphäre“ des Deutschen Bundestages (Hrsg.) Mehr Zukunft für die Erde. Economica Verlag; Bonn, 1995.
- F. Rasch: „Kostengünstige Passivhäuser in Wiesbaden.“ Protokollband Nr. 11 des „Arbeitskreises kostengünstige Passivhäuser“, Passivhaus Institut Darmstadt.
- F. Staiß: Jahrbuch Erneuerbare Energien 2001
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (Hrsg): Leitfaden Bioenergie, Glüzow 2000
- „Forsyningskataloget“. Styregruppen for Forsyningskataloget (Eds), Hovedgruppe 34 – Distributionsanlæg, ISBN 87-89072-16-2.
- H. Flaig u.a.: Biomasse- nachwachsende Energien. Expertverlag, Renningen 1998
- H. Böhnisch u.a.: „Nahwärme im Gebäudebestand.“ Forschungsverbund Sonnenenergie (Hrsg.), Themenheft 2001, in Vorbereitung.
- H. Bunk, E. Maurer: Holzenergie für Kommunen- Ein Leitfaden für Initiatoren; Bonn, 1998
- H. Tenzer: Strom und Wärme aus der Tiefe- Auf dem Weg zu neuen Kraftwerken. Reutlinger Solartage, 1999

- H. Böhnisch, M. Nast, A. Stuible: Entwicklung und Umsetzung eines Kommunikationskonzeptes als Anschlag zur Nahwärmeversorgung in Landgemeinden- EUKOM; Stuttgart, 2001
- H. Krahwinkel und L. Metz: „Energiepolitik in Dänemark“. ZfE 1/1995, S.59-73. K. Erbas u.a.: Evaluierung geowissenschaftlicher und wirtschaftlicher Bedingungen für die Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen. Geothermie Report 99-2, Potsdam 1999
- H.P. Winkens: „Fernwärmeversorgung – Ein Vergleich zwischen Dänemark und der Bundesrepublik Deutschland“. 3R international, 27. Jahrgang, Heft 9, Nov. 1988.
- H.P. Winkens: „Fernwärmespeicherung, -transport und -verteilung“. Instrumente für Klimagasreduktionsstrategien Nr. 5-17, Forschungszentrum Jülich 1994.
- IWU (1999): Institut für Wohnen und Umwelt: Perspektiven fürs Klima - Bausteine zur energetischen Modernisierung des Gebäudebestandes. Expertise im Auftrag der Umweltstiftung WWF-Deutschland. Frankfurt am Main, 1999.
- IWU: Energie im Hochbau - Energiebewußte Gebäudeplanung. Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie und Bundesangelegenheiten. Wiesbaden, 1992.
- J. Lykou: „Fernwärme in kleinen Orten“. In Fernwärme in Dänemark“, Dänische Energiebehörde (Hrsg.), 1993.
- J Nitsch, C. Rösch u.a.: Schlüsseltechnologie Regenerative Energie; Teilbericht HGF- Projekt: „Global zukunftsfähige Entwicklung – Perspektiven für Deutschland“, Stuttgart, 2001
- Knud Henriksen: Private Mitteilung am 30.9.99 in Lögstör.
- M. Ufheil u.a.: Verwaltungs- und Produktionsgebäude Solvis- auf dem Weg zur Nullemissionsfabrik. Tagungsbericht 12. Symposium Thermische Solarenergie (OTTI); Kloster Banz, 2002
- M. Kayser: Energetische Nutzung hydrothermaler Erdwärmeverkommen in Deutschland – Eine energiewirtschaftliche Analyse (Diss.); TU Berlin, 1999
- M. Ufheil und K. Voss: „Solarenergie contra Energieeffizienz“. Tagungsbericht 9. Symposium Thermische Solarenergie, S. 229-235, Ostbayerisches Technologie Transfer Institut (OTTI), Kloster Banz 1999.
- M. Nast und J. Nitsch: „Möglichkeiten und Grenzen Solarer Nahwärme.“ VDI-Bericht Nr. 1182 (Fortschrittliche Energiewandlung und –anwendung), S. 725-741, VDI-Verlag, Düsseldorf 1995.
- M. Schulz et al.: „Solare Nahwärmeversorgung mit Langzeitwärmespeicher in Friedrichshafen-Wiggenhausen und Hamburg-Bramfeld“. Statusbericht '98 zum Status-Seminar „Solarunterstützte Nahwärmeversorgung, Saisonale Wärmespeicherung“ am 19.- 20. Mai 1998 in Neckarsulm, S.91-99, Steinbeis-Transferzentrum Energie- Gebäude- und Solartechnik Stuttgart.
- MBW (1999): Einspar-Contracting für Fortgeschrittene. Wuppertal Institut im Auftrag des Ministerium, 1999
- Mikrozensus Zusatzerhebung des Statistischen Bundesamtes zur Wohnsituation im April 1998
- Mikrozensus Zusatzerhebung des Statistischen Bundesamtes zur Wohnsituation im April 1998.
- Planungshilfen „SolCity“ und „Avplan“ erschienen in: Planen mit der Sonne - Arbeitshilfen für den Städtebau. Ministerium für Arbeit, Soziales und Städtebau, Kultur und Sport des Landes Nordrhein-Westfalen. Düsseldorf 1998.
- Richter, N., Berlo K., Hanke T. (1996): Regionales CO₂-Minderungskonzept für das bergische Städtedreieck Wuppertal, Remscheid, Solingen. Band I. Seite 37 ff. Wuppertal Institut (1996)
- Scheffer: Biomasse- gespeicherte Sonnenenergie aus der Vielfalt der Pflanzenarten- Potenziale, Bereitstellung, Konversion. Forschungsverbund Sonnenenergie; 2000
- Schubert, W., Revitalisierung des Bruckviertels/3-Liter-Haus in der Altbaumodernisierung, Expertenanhörung der Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“, Berlin, 20
- Statistisches Bundesamt: Statistisches Jahrbuch 1996, Wiesbaden
- VDEW- Projektgruppe „Nutzenergiebilanzen“: Aufteilung des Energieverbrauchs. VDEW- Materialien M-35/2000, 1999
- VDEW-Projektgruppe „Nutzenergiebilanzen“: Aufteilung des Endenergieverbrauchs 1999. VDEW-Materialien M-35/2000.
- W. Feist: „Ökonomie des energiesparenden Bauens – vom NEH zum Passivhaus.“ Protokollband Nr. 11 des „Arbeitskreises kostengünstige Passivhäuser“, Passivhaus Institut Darmstadt.
- W. Feist: „Passivhaus 2001 – Fakten, Entwicklungen, Tendenzen.“ EnergieEffizientes Bauen 1/2001, S. 2-5.
- Witterhold u.a.: Neuartige Wärmeverteilung“. Schlussbericht im Auftrag des BMBF. Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V., Frankfurt 1998.

Literatur Kapitel 7:

- Böhler, S.: Der BringService der Stadtwerke Bonn, Untersuchung des Wuppertal Institut, Wuppertal, 2001,
Esso, Esso Energieprognose 2000, Hamburg, 2000
- Hennicke, P., Lovins. A.: Voller Energie, Campus Verlag, Frankfurt, 1999
- IIASA: Energy Technology Strategies for Carbon Dioxide Mitigation and Sustainable Development, Environmental Economics and Policy Studies, Laxenbourg, 2000
- ISI/FZ Jülich: Cremer, C. u. a., Systematisierung der Potenziale und Optionen, Endbericht an die Enquete-kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung“ des Deutschen Bundestages, Karlsruhe, Jülich, 2001
- Kolke, R.: Technische Optionen zur Verminderung der Verkehrsbelastungen. Brennstoffzellenfahrzeuge, Umweltbundesamt, Berlin, 1999
- Ludwig Bölkow Systemtechnik: Alternative Kraftstoffe aus erneuerbaren Energien: Technik – Kosten –Potenziale ,in: Alternative Kraftstoffe aus erneuerbaren Energien für den Straßenverkehr., 9. Sitzung des Arbeitskreises Zukunftsenergien, Friedrich Ebert Stiftung, Berlin, 2000
- Nierhave, B.: Die Einführung alternativer Kraftstoffe aus Sicht eines Tankstellenunternehmens, n: Alternative Kraftstoffe aus erneuerbaren Energien für den Straßenverkehr, 9. Sitzung des Arbeitskreises Zukunftsenergien, Friedrich Ebert Stiftung, Berlin, 2000
- Nakicenovic, N., Grübler, A., Mc Donald, A.: Global Energy Perspectives, Cambridge University Press, Cambridge 1998
- Oertel, D., Fleicher, T.: TA-Projekt: „Brennstoffzellen-Technologie“, Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag, TAB-Arbeitsbericht, Nr. 67, Berlin, 2000
- Pasel, J., Peters, R., Specht, M.: Methanol – Herstellung und Einsatz als Energieträger für Brennstoffzellen, in: Forschungsverbund Sonnenenergie Themen 1999-2000 Zukunftstechnologie Brennstoffzelle, Berlin, 2000
- Patyk, A.: Umweltaspekte des Einsatzes von Brennstoffzellen und ihrer Energieträger, in: Brennstoffzellen .. effiziente Energietechnik der Zukunft, Tagung des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg, Stuttgart, 2000
- Patyk, A.: Alternative Antriebe und Kraftstoffe aus ökologischer Sicht, IIR-Tagung Brennstoffzellenantrieb, Düsseödorf, 2001
- Pfahl, S.: Effizienz und Suffizienz als Determinanten von Nachhaltigkeit, Dissertation, Fachbereich Sozialwissenschaften, Universität Osnabrück, 2000
- Scholta, J., Jörissen, L., Garcke, J.: Weitere Entwicklungspotenziale der Polymermembran- und Direkt-Methanol-Brennstoffzelle, in: Brennstoffzellen .. effiziente Energietechnik der Zukunft, Tagung des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg, Stuttgart, 2000
- Shell, Shell PkW-Marktstudie 2001, Hamburg, 2001
- Umweltbundesamt (UBA): Bewertung in Ökobilanzen, UBA-Texte 92/99, Berlin 1999
- Verkehrswirtschaftliche Energiestrategie (VES): Verkehrswirtschaftliche Energiestrategie, Zweiter Statusbericht der Task Force an das Steering Committee, Berlin, 2001
- Wilke, G.: Combi Car – Ein innovatives Konzept für die Kooperation von Car-Sharing und ÖPNV, Projektinformation des Wuppertal Institut, 2001

Literatur Kapitel 8:

- BaWÜ (2002): J. Nitsch, H. Bradke, F. Staiß u.a.: "Struktur und Entwicklung der zukünftigen Stromversorgung Baden-Württembergs., Untersuchung im Auftrag des Wirtschaftsministeriums", Baden-Württemberg, DLR Stuttgart, FhG-ISI Karlsruhe, ZSW Stuttgart, März 2002.
- DIW (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung) (1997): Jobs für Klima - Beschäftigungspotentiale von Energiesparmaßnahmen im Raumwärmebereich. Untersuchung im Auftrag der Umweltstiftung WWF-Deutschland. Berlin

- FZ Jülich (1999) Markewitz u. a., Politikszenarien für den Klimaschutz II, Untersuchung im Auftrag des Umweltbundesamtes, Jülich, 1999
- Modellexperiment (2001) Endbericht des BMBF-Modellexperimentes II, organisiert durch das Institut für Energiewirtschaft der Universität Stuttgart, Stuttgart, 2001
- Prognos (1999): Mehr Arbeitsplätze durch ökologisches Wirtschaften? Eine Untersuchung für Deutschland, die Schweiz und Österreich, Executive Summary, im Auftrag von Greenpeace
- Prognos (2000): Arbeitsplätze durch Klimaschutz. Kurzfassung, im Auftrag des Umweltbundesamtes, Berlin, Köln
- Wuppertal Institut/Öko-Institut (1998): Der Beitrag des Sektors Bauen und Wohnen für den Klimaschutz, im Auftrag des Ministeriums für Bauen und Wohnen des Landes Nordrhein-Westfalen, Wuppertal
- Wuppertal Institut/Uni Osnabrück (1999): Die Sanierung des Wohngebäudebestandes – Eine Chance für Klimaschutz und Arbeitsmarkt? im Auftrag von Greenpeace Deutschland und IG-BAU, Wuppertal

Literatur Kapitel 9:

- Angloher, J., Dreier, Th.: Techniken und Systeme zur Wasserstoffbereitstellung – Perspektiven einer Wasserstoff-Energiewirtschaft, Herrsching, E&M-Verlag, 2000
- DLR, DIW, LBST u.a.: Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft. Untersuchung für die Enquete-Kommission „Technikfolgenabschätzung und –Bewertung“ des Dt. Bundestages, Bonn 1990
- Eckdaten des Referenzszenarios für die Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“, verschiedene Materialien, Dezember 2001.
- Hertlein, H. (Hrsg): Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung, Forschungsverbund Solarenergie, Köln 1997
- J. Nitsch, C. Rösch u.a.: Schlüsseltechnologie Erneuerbare Energien. Teilbericht im Rahmen des HGF-Verbundprojekts „Global zukunftsfähige Entwicklung – Perspektiven für Deutschland.“, DLR Stuttgart, FZ Karlsruhe, November 2001
- J. Nitsch, M. Fishedick, N. Allnoch, F. Staiß u.a.: Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien. Berichte des UBA 2/00, Erich Schmidt-Verlag Berlin 2000
- Nitsch, J., Luther, J.: Energiesysteme der Zukunft. Springer, Berlin, Heidelberg, New York, 1990
- Prognos AG, Fhg-ISI: Konsistenzprüfung einer denkbaren zukünftigen Wasserstoffwirtschaft. Untersuchung im Auftrag des BMFT, Basel, Karlsruhe, Bonn 1991
- Prognos AG (Hrsg.): Energiereport III – die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. Schäffer-Poeschel Verlag, Stuttgart 2000
- Traube, K. Perspektiven des (west-) deutschen Energiesystems hinsichtlich des CO₂-Problems. Untersuchung im Auftrag der Wirtschaftsministerien von Nordrhein-Westfalen und des Saarlands, Bremen, Düsseldorf, Saarbrücken, 1992
- Winter, C.J., Nitsch, J. (Hrsg.): Wasserstoff als Energieträger. 2. Auflage, Springer, Berlin, Heidelberg, New York, 1989