

ERNEUERBARE ENERGIEN UND KRAFT-WÄRME- KOPPLUNG FÜR DEN ERSATZ ÜBERALTERTER KRAFTWERKE IN DEUTSCHLAND

STUDIE ZUR UNTERSUCHUNG MÖGLICHER AUSBAUPFADE ERNEUERBARER ENERGIEN
UND DER KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG ZUR DECKUNG DES KRAFTWERKERSATZBEDARF IN
DEUTSCHLAND

Autoren: Dipl. Ing. Stefan Peter, Dr. Harry Lehmann

Institute for Sustainable Solutions and Innovations

Herzogstr. 6
52070 Aachen
Email: info@isusi.de

Version 21.12.2004



Inhaltsangabe

Kapitel 1 : Einleitung.....	2
Kapitel 2 : Energieverbrauch und -versorgung in Deutschland	3
2.1) Struktur des Energieverbrauchs in Deutschland.....	3
2.1.1) Verbrauch nach Sektoren	3
2.2) Struktur der Energieversorgung	4
2.3) Kraftwerkserstattungsbedarf in Deutschland bis 2020	7
Kapitel 3 : Die zukünftige Entwicklung des Energieverbrauchs	9
3.1) Szenarienbasierte Darstellung der zukünftigen Entwicklung.....	9
Kapitel 4 : Technologische Optionen zur Deckung des Kraftwerkserstattungsbedarfs	17
4.1) Energieeffizienz	18
4.2) Konventionelle (fossile) Technologien	19
4.3) Kraft-Wärme-Kopplung	19
4.3.1) Technische Optionen der Kraft-Wärme-Kopplung.....	19
4.4) Erneuerbare Energien	21
Kapitel 5 : Das Zusammenspiel der Technologien hinsichtlich einer zukunftsfähigen Energieversorgung.....	23
Kapitel 6 : Umgestaltung der Energieversorgung.....	27
6.1) Zielrichtung für den Kraftwerkserstattungsbedarf	28
6.2) Ein Blick zurück - Prognosen der Vergangenheit und bisherige Entwicklung von Windenergie, Photovoltaik und Biomasse in Deutschland	29
6.3) Folgerungen für die zukünftige Entwicklung von Windenergie, Photovoltaik und Biomasse.....	34
6.4) Möglichkeit der Senkung des Bedarfs an Kraftwerken durch Steigerung der Effizienz.....	39
6.5) Ansatz der Szenarienentwicklung und Zielwerte für 2010 und 2020/39	
6.5.1) Zielwerte für das Szenario „Kraftwerkserstattungsbedarf durch EE und KWK“	40
6.5.2) Zusätzlicher Ausbau geothermischer Stromerzeugung im Szenario „Kraftwerkserstattungsbedarf durch EE und KWK + forcierter Einstieg in die geothermische Stromerzeugung“	41
6.6) Die Bedeutung der Szenarien hinsichtlich des Ersatzes überalterter Kraftwerke	42
Kapitel 7 : Zusammenfassung	47
Kapitel 8 : Literatur	49

1 Einleitung

Viele der heute in Deutschland betriebenen Kraftwerke haben ein hohes Alter erreicht und stehen kurz vor dem Ende ihrer geplanten Lebensdauer oder erreichen diese innerhalb der nächsten 15 Jahre. Davon betroffen sind etwa die Hälfte der heutigen Stromerzeugungskapazität, die dann bis zum Jahr 2020 ersetzt werden müsste.

Angesichts der Notwendigkeit in Deutschland eine nachhaltige Energieversorgung aufzubauen stellt sich die Frage inwieweit die anstehenden Investitionsentscheidungen genutzt werden können um den Einstieg in eine solche Energieversorgung zu beschleunigen.

Diese Kurzstudie versucht die Frage zu beantworten ob der notwendige Ersatzausbau mit erneuerbaren Energien und KWK Anlagen gedeckt werden könnte. Dies wird durch die Analyse historischer Daten der Markteinführung erneuerbarer Energien, der Auswertung von Szenarienstudien und der Formulierung eines optimistischen Ausbauszenarios für erneuerbare Energien bis 2020 versucht.

Die Analyse zeigt, auch für uns überraschend, dass es denkbar ist, den benötigten Ersatzausbau vollständig mit erneuerbaren Energien und KWK durchzuführen. Sie zeigt auch, zum wiederholten Male, dass die Senkung des Stromverbrauch eine wichtige flankierende Maßnahme bei dem Ersatzausbau mit nachhaltigen Technologien ist. Der skizzierte optimistische Ausbau ist nur realisierbar wenn die politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den Ausbau der KWK und der erneuerbaren Energien günstig sind.

Der notwendige Ersatz überalterter Kraftwerke ist die historische Chance für Deutschland eine nachhaltigere Energieversorgung aufzubauen.

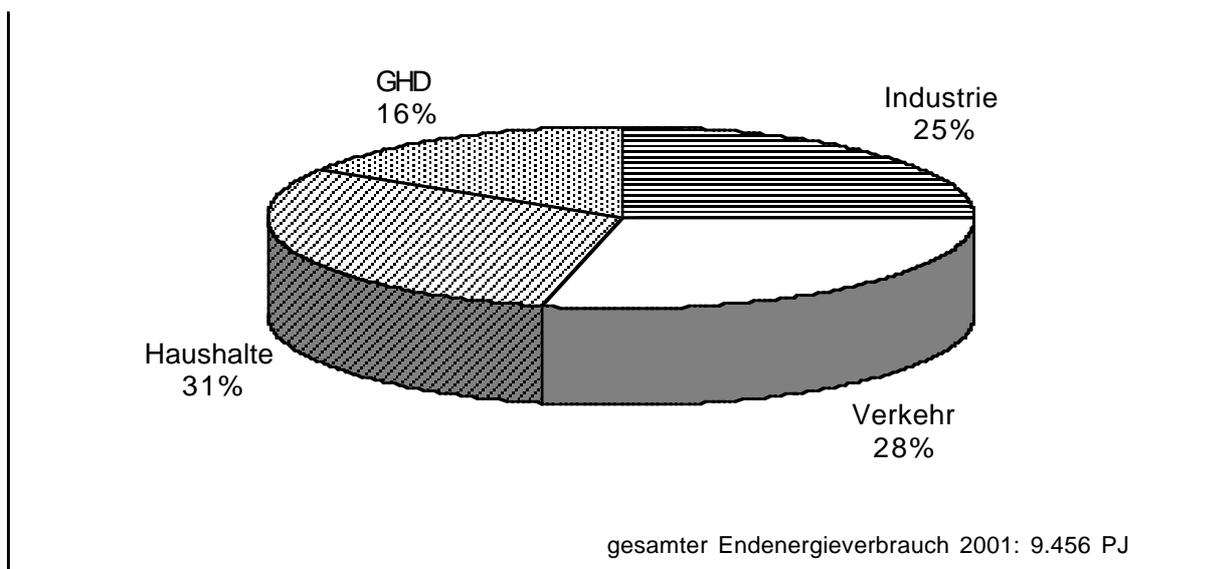


Abb. 1-1 : Zusammensetzung des Endenergieverbrauchs in Deutschland im Jahr 2001

2 Energieverbrauch und -versorgung in Deutschland

2.1) Struktur des Energieverbrauchs in Deutschland

Der gesamte Endenergieverbrauch in Deutschland lag im Jahr 2001 bei etwa 9.500 PJ. Davon entfielen etwa 2.400 PJ auf den industriellen Sektor (ca. 25%), ca. 2.700 PJ auf den Verkehr (ca. 28%), ca. 2.800 PJ (ca. 30%) auf die privaten Haushalte und etwa 1.500 PJ auf Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (ca. 16%).

Abgesehen vom Verkehrssektor, entfällt der Energieverbrauch in den übrigen Sektoren im Wesentlichen auf den Verbrauch von Strom und die Deckung des Wärmebedarfs; etwa 20% auf den Stromverbrauch und etwa 55% auf die Wärmeversorgung, was einem Verhältnis von Strom- zu Wärmebedarf von 1 : 2,75 entspricht.

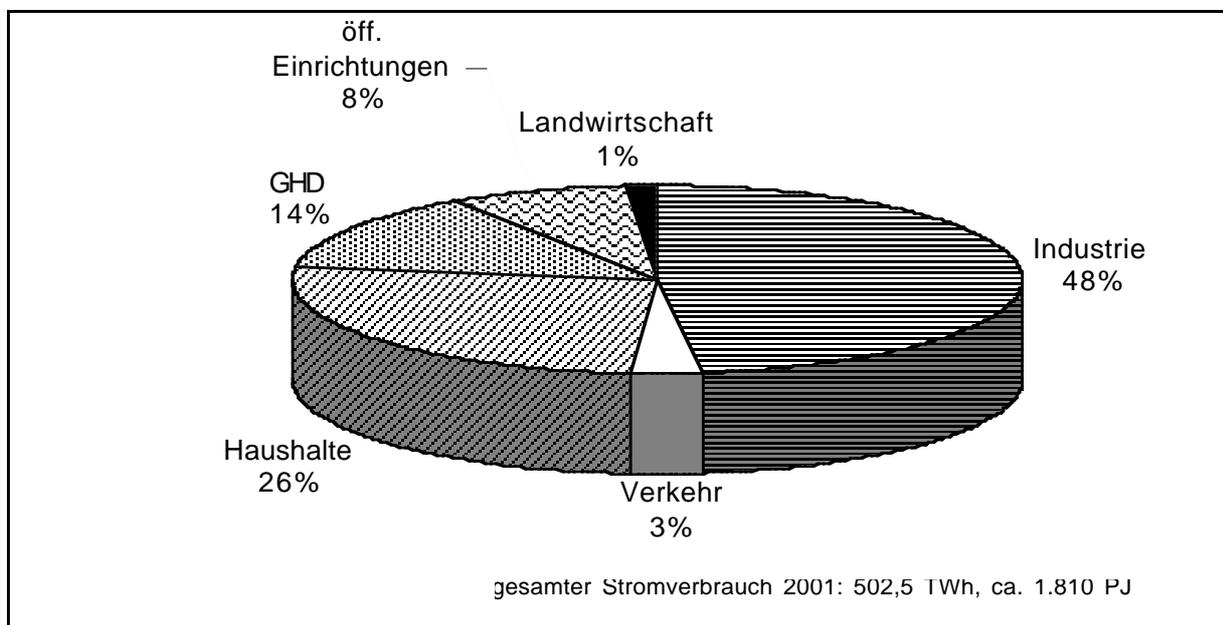


Abb. 1-2 : Sektorale Aufteilung des Stromverbrauchs in Deutschland im Jahr 2001.

2.1.1) Verbrauch nach Sektoren

Der Inlandsstromverbrauch in Deutschland betrug im Jahr 2001 insgesamt ca. 503 TWh (ca. 1810 PJ) und lag damit etwa 6% über dem Stromverbrauch des Jahres 1990. Hauptsächlicher Stromverbraucher war die Industrie, mit ca. 241 TWh (ca. 48%, etwa 868 PJ), gefolgt von den privaten Haushalten, die etwa 131 TWh (ca. 472 PJ) Strom verbrauchten (ca. 26%). Der Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistung - der drittgrößte Verbraucher von Strom - konsumierte etwa 68 TWh Strom (ca. 14%, etwa 245 PJ). Weitere ca. 40 TWh (ca. 8%, etwa 144 PJ) entfielen auf öffentliche Einrichtungen.

Bezogen auf den gesamten Endenergieverbrauch des Jahres 2001 lag der Anteil elektrischer Energie bei etwa einem Fünftel (ca. 19%).

Aus den Angaben des Abschlussberichts der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung“ des Deutschen Bundestages lässt sich für das Jahr 2000 ein Gesamtwärmebedarf von ca. 5.200 PJ ableiten^{<1>}.

Etwa 44% (ca. 2320 PJ) dieses Bedarfs entfallen auf die privaten Haushalte, etwa 36% (ca. 1870 PJ) auf den industriellen Sektor und ca. 20% (ca. 1050 PJ) auf den Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen [Enquete-BT; 2002].

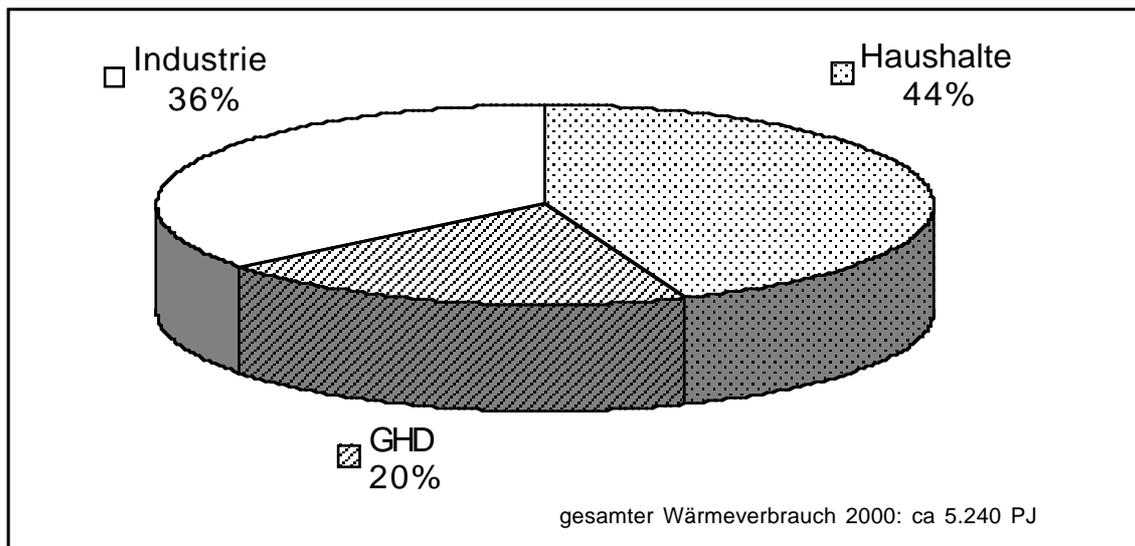


Abb. 1-3 : Sektorale Aufteilung des Wärmebedarfs in Deutschland im Jahr 2000.

Etwa 6% (ca. 330 PJ) der insgesamt verbrauchten Wärme entfielen in 2000 auf die Fernwärmeversorgung, die damit etwa 8% des Wärmeverbrauchs in Gewerbe, Handel & Dienstleistungen, ca. 6% in den Haushalten und etwa 2,5% in der Industrie stellte.

2.2) Struktur der Energieversorgung

Die derzeitige Struktur der Energieversorgung Deutschlands (Stand 2001) wird eindeutig durch die Nutzung fossiler Energieträger dominiert. Mehr als zwei Drittel der Stromerzeugungskapazitäten entfallen auf Kraftwerke, welche Kohlen, Öl oder Gas als Energieträger nutzen, weitere 20 % auf die Kernkraftnutzung.

Bezogen auf den gesamten Endenergieverbrauch des Jahres 2001 ist der aus fossilen Energieträgern gedeckte Anteil deutlich höher als im Stromsektor. Die bedeutendsten Kontingente entfallen auf Kraftstoffe (29%), Gase (27%) und Heizöle (15%). Berücksichtigt man auch den fossilen Anteil der Stromerzeugung, so wurden etwa 90% des Endenergiebedarfs in Deutschland in 2001 durch die Nutzung fossiler Energieträger bereitgestellt.

1. Für das Jahr 2001 kann aus den veröffentlichten Energiedaten des BMWA ebenfalls ein Wärmebedarf von insgesamt ca. 5.200 PJ abgeschätzt werden (gesamter Endenergieverbrauch abzüglich der auf Strom und den Verkehr entfallenden Kontingente).

Etwa die Hälfte der deutschen Stromerzeugungskapazität im Jahr 2001 verwendete als Energieträger Kohlen (Steinkohle: 26% u. Braunkohle: 18%) oder Heizöl (6%). Jeweils ein weiteres Fünftel der Kapazitäten stellen Kernkraftwerke sowie gasbefeuerte Kraftwerke. Wasserkraft und sonstige Energieträger stellten mit Anteilen von 7% (Wasser) bzw. 4% (Sonstige) nur vergleichsweise geringe Stromerzeugungskapazitäten.

Etwa 10% des in der Bundesrepublik Deutschland in 2001 erzeugten Stroms stammten aus KWK-Anlagen der Fernwärmewirtschaft und aus industriellen KWK-Anlagen [Pfaffenberger / Hille; 2004].

Eine detaillierte Übersicht über die Alterstruktur der deutschen Kraftwerke stammt von Markewitz / Nollen / Polkas (siehe Abbildung 1-5). Die angegebene Daten beziehen sich auf den Stand des Jahres 1996, wobei die Kraftwerke in 9 Altersklassen zu je 5 Jahren zusammengefasst wurden. Zu dieser Zeit waren etwa zwei Drittel der Kraftwerke in den alten Bundesländern älter als 20 Jahre. Diese Kraftwerke stellten eine Erzeugungsleistung von 40 GW und damit etwa 50% der gesamten Stromerzeugungskapazität. [Markewitz / Nollen / Polkas; 1999].

Neu errichtete fossile Kraftwerke sind seither kaum hinzugekommen, da der Neubau von Kraftwerken sich im wesentlichen auf in den 90er Jahren in den neuen Bundesländern errichtete Braunkohlekraftwerke, beispielsweise in Schkopau, Boxberg, Schwarze Pumpe und Lippendorf, konzentrierte.

Im Jahr 2002 waren dementsprechend bereits etwa 50% der fossilen- und nuklearen Kraftwerkskapazität mindestens 30 Jahre alt, während der Anteil der mindestens 20 Jahre alten Kraftwerksleistung bereits über 70% lag.

Aus Tabelle 1-1 ist ersichtlich, dass insbesondere bei Öl-, Kohle- und Erdgaskraftwerken ein hoher Anteil der Erzeugungsleistung schon mindestens 30 Jahre alt ist.

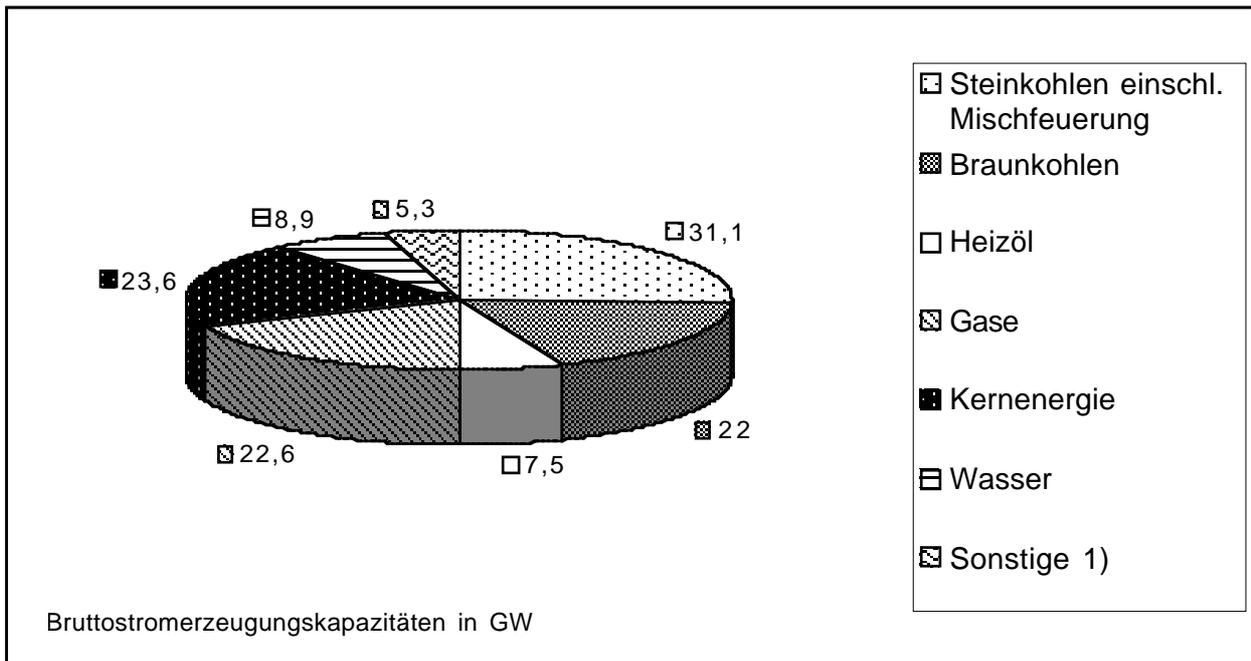


Abb. 1-4 : Bruttostromerzeugungskapazitäten in Deutschland in 2001, Werte in GW. Quelle [BMWA; 2003].

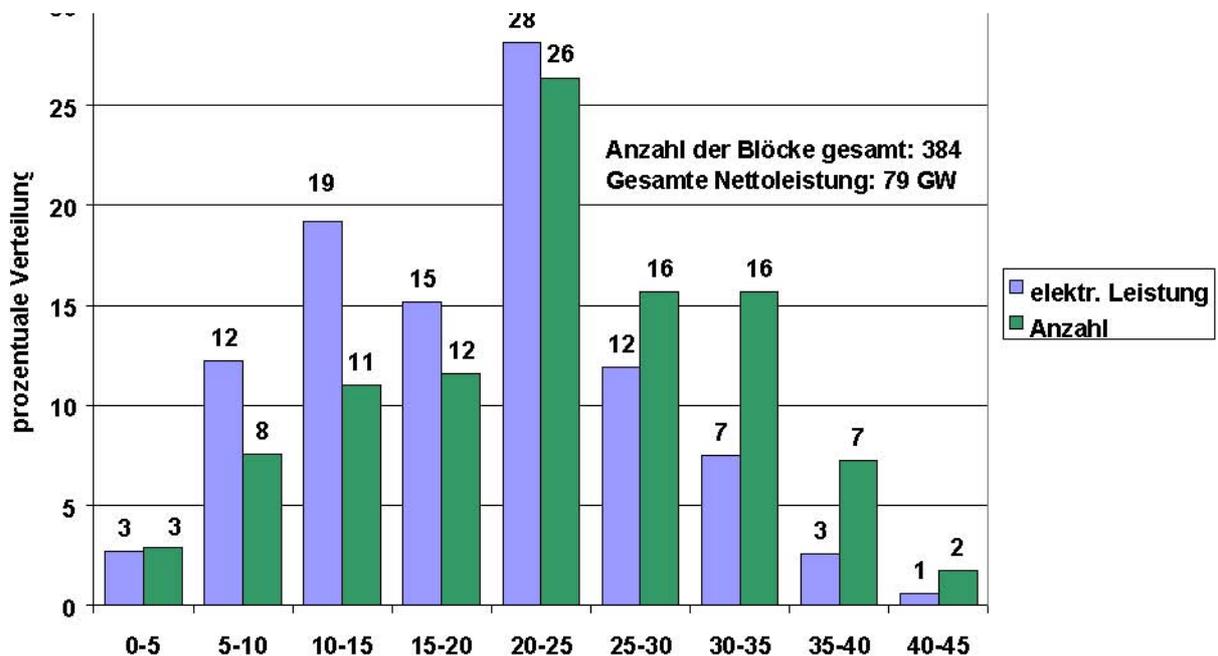


Abb. 1-5 : Häufigkeitsverteilung installierter Nettokapazitäten thermischer Kraftwerke der öffentlichen Versorgung in den alten Bundesländern im Jahr 1996 [Markewitz / Nollen / Polklas; 1999]. Die Säulen in Abbildung 1-5 geben den prozentualen Anteil der elektrischen Leistung einer Altersklasse an der gesamtdeutschen Erzeugungsleistung (linke Säule) sowie den prozentualen Anteil der Altersklassen an der Gesamtzahl der Kraftwerkseinheiten (rechter Balken) an.

Stand: 31.12.2000	Jahr der Inbetriebnahme			Insgesamt
	bis 1974	1975 bis 1994	1995 bis 2000	
Altersstruktur in MW				
Steinkohle	10 634,9	17 465,6	768,0	28 868,5
Braunkohle	9 570,5	6 207,0	5 465,0	21 242,5
Kernenergie	2 223,0	21 340,2	0,0	23 563,2
Erdgas	7 291,1	6 980,2	3 293,5	17 564,8
Heizöl	4 879,1	2 043,8	39,5	6 962,4
Sonstige	183,2	1 108,7	1 851,2	3 143,1
Insgesamt	34 781,8	55 145,5	11 417,2	101 344,5
Altersstruktur in %				
Steinkohle	36,8	60,5	2,7	
Braunkohle	45,1	29,2	25,7	
Kernenergie	9,4	90,6	0,0	
Erdgas	41,5	39,7	18,8	
Heizöl	70,1	29,4	0,6	
Sonstige	5,8	35,3	58,9	
Insgesamt	34,3	54,4	11,3	

Tabelle 1-1 : Alterstruktur des deutschen Kraftwerksparks. [BMWT / DIW ; 2003].

2.3) Kraftwerksersatzbedarf in Deutschland bis 2020

Bedingt durch die Altersstruktur des deutschen Kraftwerksparks werden viele der Heute in Betrieb befindlichen Wärmekraftwerke innerhalb der nächsten 15 - 20 Jahre das Ende ihres Lebenszyklus erreichen. Hinzu kommt der Wegfall der kerntechnischen Erzeugungsanlagen durch den beschlossenen Ausstieg aus der Kernkraftnutzung. Für die deutsche Stromwirtschaft entsteht so ein erheblicher Bedarf an neu zu errichtender Stromerzeugungskapazität.

Mehr als 40% der heutigen Wärmekraftwerke werden im Jahr 2010 ein Alter von mindestens 35 Jahren erreicht haben. Insgesamt ist davon etwa die Hälfte der existierenden Braunkohle- und etwa ein Drittel der Steinkohlekraftwerke betroffen. Auch ein großer Teil (ca. 40%) der Gaskraftwerke wird das Ende der regulären Nutzungsdauer erreichen.

Bis zum Jahr 2010 müssen voraussichtlich Kraftwerke mit 30 - 35 GW Stromerzeugungskapazität neu gebaut werden, bis zum Jahr 2020 werden es etwa 40 - 65 GW sein. [Pffaffenberger; 2002], [Markewitz / Nollen / Polklas; 1999], [Ziesing / Matthes; 2003], [VDEW; 2004].

Bis 2030 kommen, entsprechend der in Abbildung 1-6 wiedergegebenen Entwicklung, nochmals mehr als 20 GW hinzu, sofern keine Maßnahmen zu einer Lebenszyklusverlängerung der Kraftwerke getroffen werden. Im Extremfall bedeutet dies also, dass bis 2030 ca. 80% der deutschen Kraftwerke durch Neubauten ersetzt werden müssen. Auf Seiten der finanziellen Belastung muss auch der Bedarf an Kraftwerksmodernisierungen berücksichtigt werden, was zu einer weiteren Verschärfung der Problematik führt.

Insgesamt werden hohe Investitionen in die deutsche Stromversorgung notwendig sein. Nimmt man den Ersatzbedarf und die Instandhaltungsmaßnahmen an bestehenden Kraftwerken zusammen, so beschreiben bspw. Hans Joachim Ziesing und Felix Christian Matthes in einer Arbeit aus dem Jahr 2003 eine Investitionsbedarf von 50 - 60 Mrd. Euro binnen der nächsten drei Dekaden [Ziesing / Matthes; 2003].

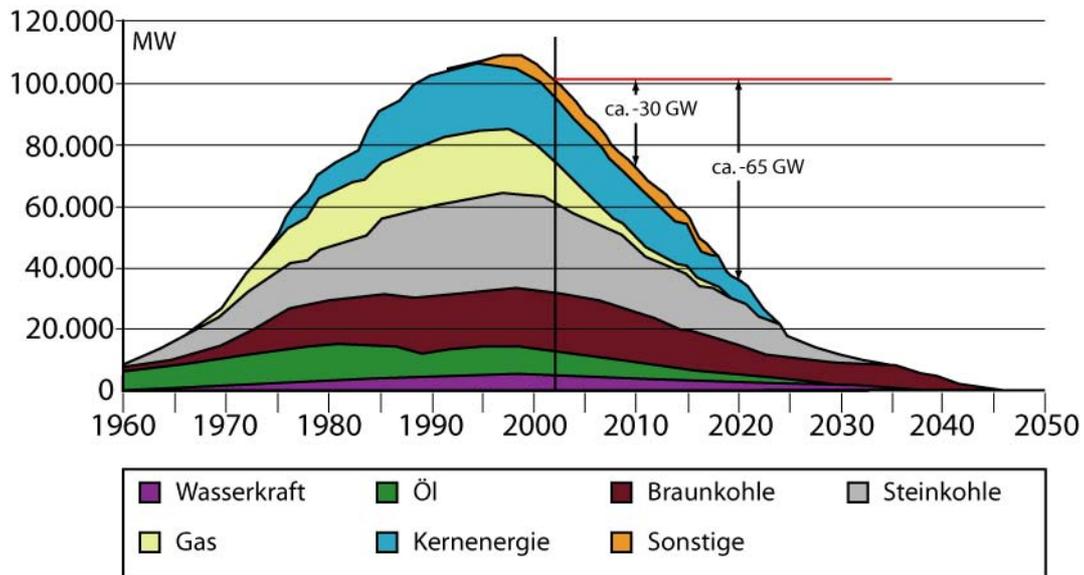


Abb. 1-6 : Ersatzbedarf aufgrund der „Sterbelinie“ deutscher Kraftwerke. Quelle für die Sterbelinie der Kraftwerkstypen: [Pfaffenberger; 2002].

3 Die zukünftige Entwicklung des Energieverbrauchs

3.1) Szenarienbasierte Darstellung der zukünftigen Entwicklung

Aufgrund des immensen Gewichts, das einer sicheren und hinreichenden Versorgung mit Energie im Hinblick auf die Aufrechterhaltung bzw. Mehrung des einmal erreichten Wohlstandes, besonders der industrialisierten Nationen der Welt, zufällt, werden schon seit langem Szenarien der zukünftigen Entwicklung des Energieverbrauchs im Rahmen von Studien entwickelt. Die gängige Vorgehensweise ist es, ein sog. Referenz- oder „business as usual“-Szenario zu erstellen, im welchem die Entwicklung der Zukunft aufgrund der gegenwärtig üblichen Art des Handelns und Wirtschaftens prognostiziert wird. Dieses wird dann als Bezugsmaß für solche Szenarien verwendet, in denen verschiedene, die zukünftige Entwicklung beeinflussende Parameter, beispielsweise die Entwicklung der Energieträgerpreise oder der Umbau zu einer nachhaltigen Energiewirtschaft, variiert werden.

Analysiert man einige der im Verlauf der letzten Jahrzehnte erstellten Szenarien so zeigt sich, dass in der Regel von einem zukünftig fallenden Energieverbrauch ausgegangen wurde. Eine stark von diesem Trend abweichende Entwicklung wurde bei den hier untersuchten Szenarien lediglich im Rahmen der Arbeiten der Enquete-Kommission „Zukünftige Energiepolitik“ des Deutschen Bundestages aus dem Jahr 1982 erwartet. Das darin aufgezeigte Referenzszenario erwartete von 1980 bis 2030 mehr als eine Verdoppelung des Energieverbrauchs und kann aufgrund der tatsächlichen Entwicklung der folgenden zwei Jahrzehnte als unrealistische Einschätzung gewertet werden.

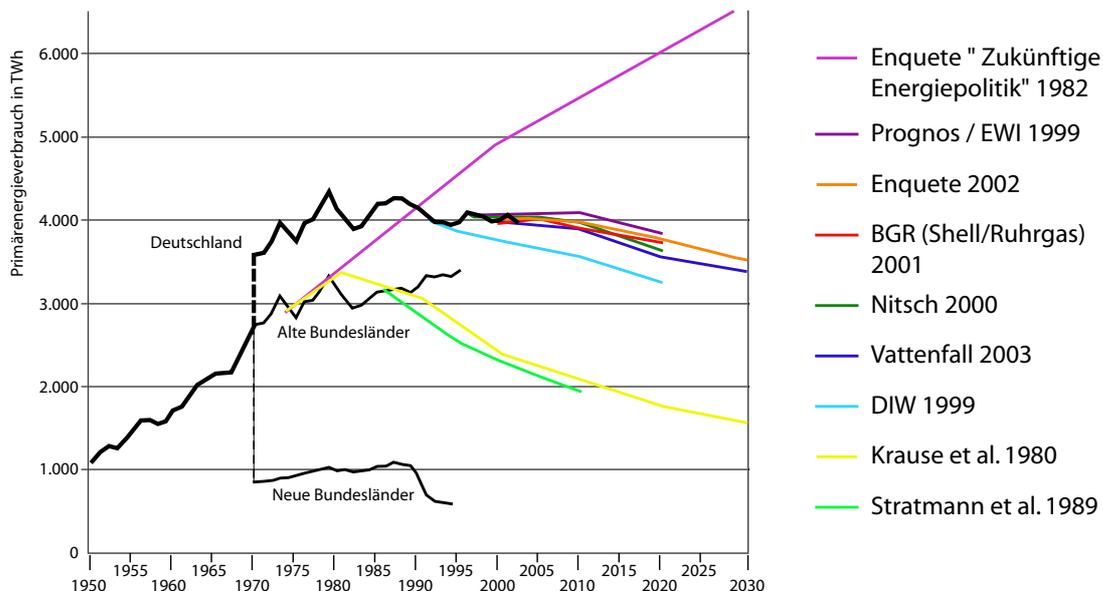


Abb. 1-7 : Referenzszenarien (Business as usual) verschiedener Studien.

Die Abbildung 1-7 zeigt einige „business as usual“ Szenarien aus verschiedenen - teils recht alten - Studien. In der Darstellung muss der aus dem Hinzukommen der neuen Bundesländer verursachte Sprung der Primärenergieverbrauchs beachtet werden. Hebt man die Szenarien von Krause et al. (1980) und Stratmann et al. (1989) in ihrem Ausgangspunkt entsprechend mit an, so liegen die prognostizierten Verläufe nahe an den Prognosen des DIW aus dem Jahr 1999 und markieren gemeinsam die Untergrenze der erwarteten Entwicklung.

Insgesamt liegt die Mehrzahl der in der näheren Vergangenheit erstellten Referenzszenarien in ihren Einschätzung eng beieinander und erwarten sämtlich einen kontinuierlich leicht rückläufigen Energieverbrauch.

Eine deutliche größere Bandbreite ergibt sich, wenn entscheidende Parameter, z.B. die politische Rahmensetzung, Energieträgerpreise, etc., variiert werden. Abhängig von den gewählten Parametern und der Einschätzung des Einflusses dieser „Stellschrauben“ auf die weitere Entwicklung zeigen sich hier auch bei neueren Studien deutliche Unterschiede. Diese Unterschiede müssen jedoch nicht bedeuten, dass die jeweiligen Wissenschaftler grundsätzlich unterschiedlicher Auffassung über den möglichen zukünftigen Verlauf sind, sondern können durch eine unterschiedliche Aufgabenstellung begründet sein. So können beispielsweise Szenarienfamilien unter dem Hauptgesichtspunkt des wirtschaftlich Machbaren entwickelt werden, während eine andere Arbeit sich das Ausloten des technisch Möglichen zum Ziel setzt.

Der wesentliche Aspekt einer szenarienbasierten Darstellung der zukünftigen Entwicklung ist weniger die exakte Voraussage, als das Aufzeigen von Lösungsräumen einer zukünftigen Entwicklung und der damit zusammenhängenden Handlungsspielräume.

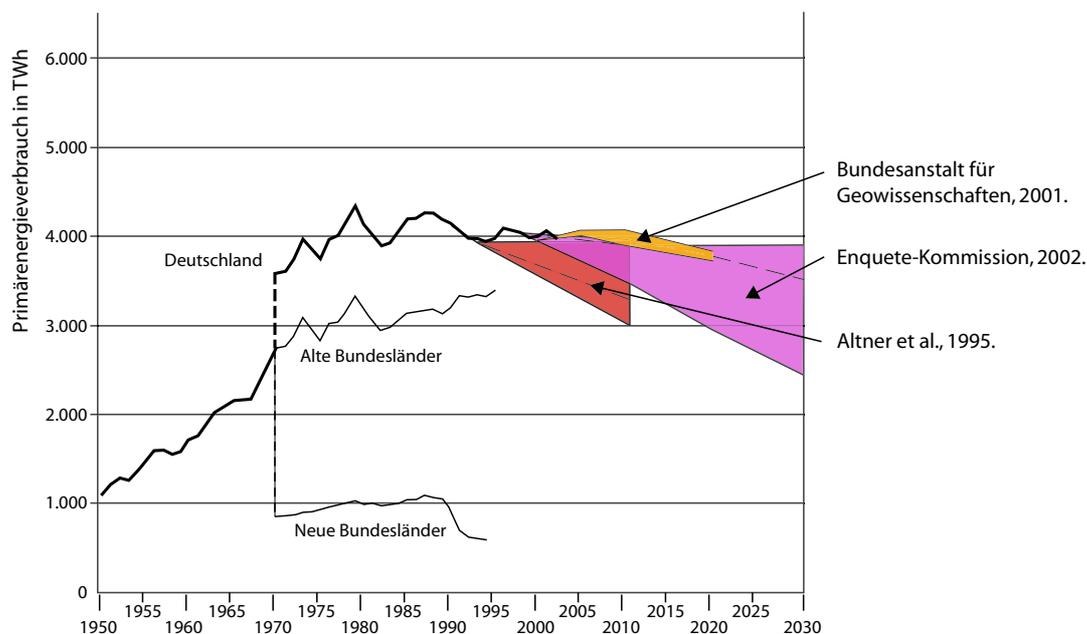


Abb. 1-8 : In verschiedenen Studien aufgezeigte Bandbreiten der zukünftigen Entwicklung des Primärenergieverbrauchs der BRD.

Im Folgenden werden die im Rahmen der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung“ des Deutschen Bundestages entwickelten Szenarien kurz dargestellt. Es gibt verschiedene Gründe für die Wahl eben dieser Szenarienfamilien: Zum einen handelt es sich um eine aktuelle und sehr umfassende Arbeit, zum anderen war eine Vielzahl von Wissenschaftlern sowie Vertreter der verschiedenen politischen Parteien und von diesen bestellte Sachverständige in die Arbeit integriert, wodurch eine Vielzahl von unterschiedlichen Gesichtspunkten und politischen Auffassungen einer zukünftigen Energiepolitik mit einfließen konnten. Auch die Beauftragung zweier Institute mit der Szenarienerstellung und der daraus resultierenden Konkurrenz der für die Prognose verwendeten Rechenmodelle trug zur Berücksichtigung eines breiten Einflusspektrums bei.

Untersucht wurden mögliche Entwicklungen des Energieverbrauchs in Deutschland bis zum Jahr 2050. Neben dem Referenzszenario (REF) wurden darin drei Szenarienfamilien mit unterschiedlichen Ansätzen und Schwerpunkten untersucht, die alle der Maßgabe einer Reduktion der Treibhausgasemissionen um 80% bis 2050 (relativ zu 1990) genügen mussten.

Die maßgeblichen Eckdaten des Referenzszenarios lassen sich folgenderweise zusammenfassen:

- Wirtschaft, Verbraucher und Politik zeigen über den Verlauf der Entwicklung keine gravierenden Verhaltensänderungen;
- Die Verfügbarkeit von Gas und Öl wird als langfristig gesichert angenommen;
- Die Energiebesteuerung wurde anhand der aktuellen Beschlusslage fortgeschrieben (Ökosteuer, Mineralölsteuer, Erdgassteuer);
- Es wird mit einem deutlichen Rückgang der Bevölkerung (auf 68 Mio. in 2050) und einem durchgängigen Wirtschaftswachstum gerechnet, das bis 2050 etwa zu einer realen Verdopplung des Bruttoinlandsprodukts führt. Gleichzeitig fällt die Zahl der Erwerbslosen auf etwa 1,7 Mio.;
- Der pro Kopf beanspruchte Wohnraum steigt um ca. 18m² (fast 50% zu 2000);
- Im Verkehrssektor wird mit einem weiteren moderaten Wachstums des Personenverkehrs gerechnet (von ca. 968 Mrd. Pkm in 2000 auf ca. 1027 Mrd. Pkm in 2050). Parallel dazu kommt es im Bereich des Güterverkehrs etwa zu einer Verdopplung (auf ca. 964 Mrd. tkm);
- Erneuerbare Energien und KWK-Anlagen erreichen bis 2050 einen Anteil am Nettostromverbrauch von 20%;
- CO₂-Deponierung ist nicht zur Reduzierung der THG-Emissionen zulässig.

Die drei Szenarienfamilien sind durch folgende Grundansätze gekennzeichnet:

- „Fossil-nuklearer Energiemix „(FNE): Eine weitgehend unveränderte Struktur der Energieversorgung wurde angenommen und der Zubau neuer Kernkraftwerke war erlaubt;
- „Umwandlungseffizienz“ (UWE): Hauptsächlich wurde auf eine Steigerung der Energieeffizienz im Umwandlungssektor abgezielt, jedoch wurde auch am Ausstieg aus der Kernenergie festgehalten;
- „REG/REN-Offensive“ (RRO): Die Energieversorgung in Zukunft sollte soweit wie möglich auf den Stützpfeilern Energieeffizienz und erneuerbare Energien basieren. Auch hier wurde am beschlossenen Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie festgehalten.

Für die drei beschriebenen Ansätze wurden jeweils Szenarien durch das Wuppertal Institut für Klima, Energie und Umwelt (WI) und das Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart (IER) erstellt.

Die drei Szenarienfamilien beider Institute zeigen einen deutlich stärkeren Rückgang des Endenergieverbrauchs als das Referenzszenario (ca. minus 13% von 1998 bis 2050). Die jeweils geringsten Reduktionen werden in den FNE-Szenarien der Institute erzielt, während die RRO-Szenarien erwartungsgemäß zu den größten Rückgängen des Endenergieverbrauchs führen. Im Vergleich der von beiden Instituten verwendeten Modelle zeigen sich jedoch deutliche Unterschiede. So fallen beispielsweise die im FNE-Szenario des WI erzielten Reduktionen fast so hoch aus, wie die im RRO-Szenario des IER erzielten Einsparungen.

Auch die Erschließungsgeschwindigkeit der Effizienzpotentiale weicht deutlich voneinander ab. Während in den Modellrechnungen des WI eine fast lineare Erschließung stattfindet, verläuft die Steigerung der Energieeffizienz in den Szenarien des IER zunächst deutlich langsamer ab und beschleunigt sich zunehmend im Verlauf der Entwicklung.

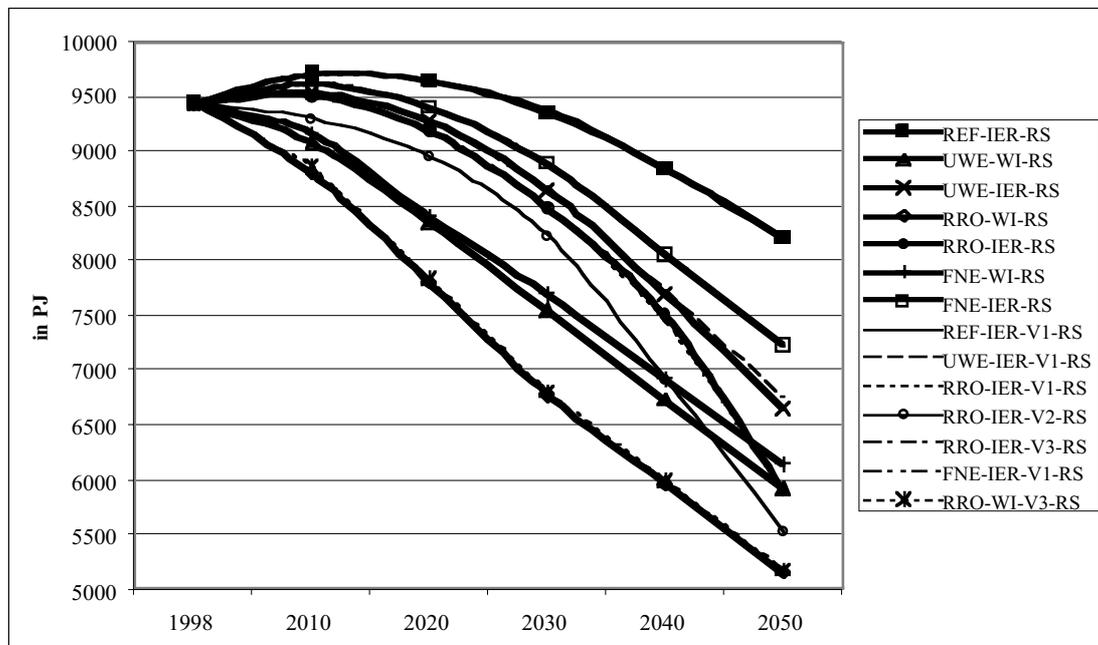


Abb. 1-9 : Entwicklung des Endenergieverbrauchs in den Szenarien der Enquete-Kommission.

Bezogen auf den Ausgangswert (1998) zeigen die Szenarien eine Bandbreite der möglichen Reduktion des Endenergieverbrauchs von ca. 23 - 45 % bis 2050. Für das Jahr 2020 reichen die Erwartungen von einem Anstieg des Endenergieverbrauchs um ca. 2% (FNE-Szenarien des IER) bis zu einem Rückgang um etwa 7% in den RRO-Szenarien des Wuppertal Instituts.

Stromverbrauch in den Szenarien

Deutliche Unterschiede treten auch in Bezug auf die erwartete Entwicklung des Stromverbrauchs auf. Besonders die FNE und UWE Szenarien des IER erwarten für das Jahr 2050 einen, gegenüber der Referenzentwicklung, erhöhten Stromverbrauch. Die übrigen Szenarien - bis auf das FNE-Szenario des WI, das einen Stromverbrauch auf dem Niveau der Referenzentwicklung erwartet, führen gegenüber der Referenz zu einem verringerten Stromverbrauch. Die erwartete Bandbreite für das Jahr 2050 reicht hier von einem Anstieg um etwa 64% von 1998 bis 2050 (Variante 1 des IER FNE-Szenarios) bis zu einer Verringerung um ca. 20% (RRO-Szenario des WI).

Für das Jahr 2020 reicht die aufgezeigte Bandbreite von einem Anstieg des Stromverbrauchs gegenüber 1998 um ca. 14% bis zu einem Rückgang um etwa 6%.

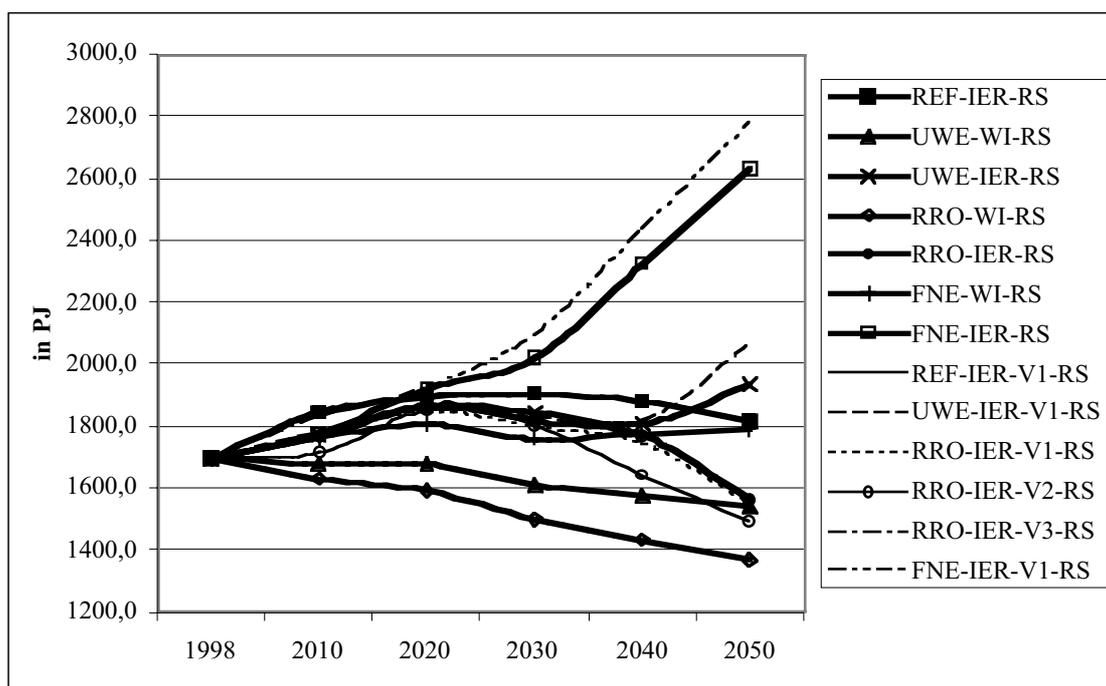


Abb. 1-10 : Entwicklung des Stromverbrauchs in den Szenarien der Enquete-Kommission.

Wärmebedarf in den Szenarien

Analog zu der Vorgehensweise in Abschnitt „Verbrauch nach Sektoren“ auf Seite 3 wird hier der gesamte, nicht dem Stromsektor zuzurechnende Endenergiebedarf (unter Ausklammerung des Verkehrssektors) als Wärmebedarf gewertet. Dementsprechend wird die Substitution direkter Wärmeerzeugung durch Strom innerhalb dieser Werte nicht erfasst.

Alle Szenarien erwarten eine deutliche Reduktion des durch direkte Wärmeerzeugung gedeckten Wärmebedarfs. Dieser Rückgang ist in den Szenarien des IER deutlich stärker ausgeprägt, als in den WI-Szenarien. Der Grund für diese Auffälligkeit liegt nicht darin, dass das IER von größeren Einsparungen ausgeht, sondern in der Annahme einer stärkeren Substitution direkter Wärmeerzeugung durch Stromverwendung.

Die aufgezeigte Bandbreite der Reduktion des Wärmebedarfs bis 2050 beträgt etwa 38% (UWE-WI) bis 58% (RRO-IER-V2). Wie schon im Bereich der Stromverwendung zu beobachten, geht auch hier das WI von einer eher linearen Erschliessung der Einsparpotentiale aus, wohingegen die Modelle des IER eine stetige Beschleunigung der Einsparungen erwarten.

Dies führt dazu, dass die Szenarien beider Institute erst zum Ende der Entwicklung hin konvergieren und im früheren Verlauf der Entwicklung größere Differenzen zu Tage treten. Die größte Spreizung zeigt sich im Jahr 2020, für das die Szenarien des IER - mit Ausnahme der Variante 2 des RRO-Szenarios - allesamt einen Rückgang des Wärmebedarfs (aus direkter Erzeugung) von etwa 6% gegenüber 1998 erwarten. Die entsprechenden Szenarien des WI zeigen hier Reduktionen im Bereich von etwa 16% bis 21%.

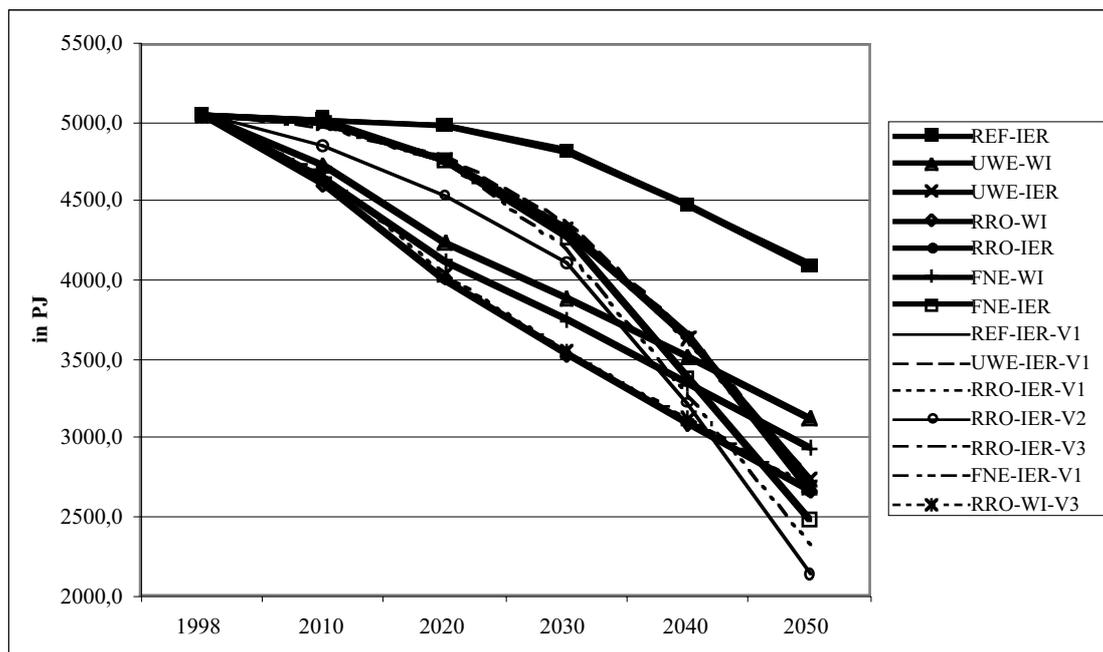


Abb. 1-11 : Entwicklung des Wärmebedarfs in den Szenarien der Enquete-Kommission.

Der Anteil des Stroms am Endenergieverbrauch der Sektoren Industrie, Haushalte und Gewerbe, Handel & Dienstleistungen

In allen Szenarien wird bis 2050 mit einem steigenden Anteil von Strom am gesamten Endenergieverbrauch der Sektoren Industrie, Haushalte und Gewerbe, Handel & Dienstleistungen gerechnet. Lag dieser Anteil in 1998 bei etwa einem Fünftel. So wird für 2050 durchweg mit einem Stromanteil von mehr als 30% gerechnet. Diese Tendenz ist in den Szenarien des IER - hier reichen die Stromanteile von etwa 37% im RRO-Szenario bis etwa 54% in Variante 1 des FNE-Szenarios - deutlich stärker ausgeprägt, als in den Szenarien des WI, in denen Stromanteile von etwa 33% (UWE-Szenario) bis 38% (FNE-Szenario) erreicht werden.

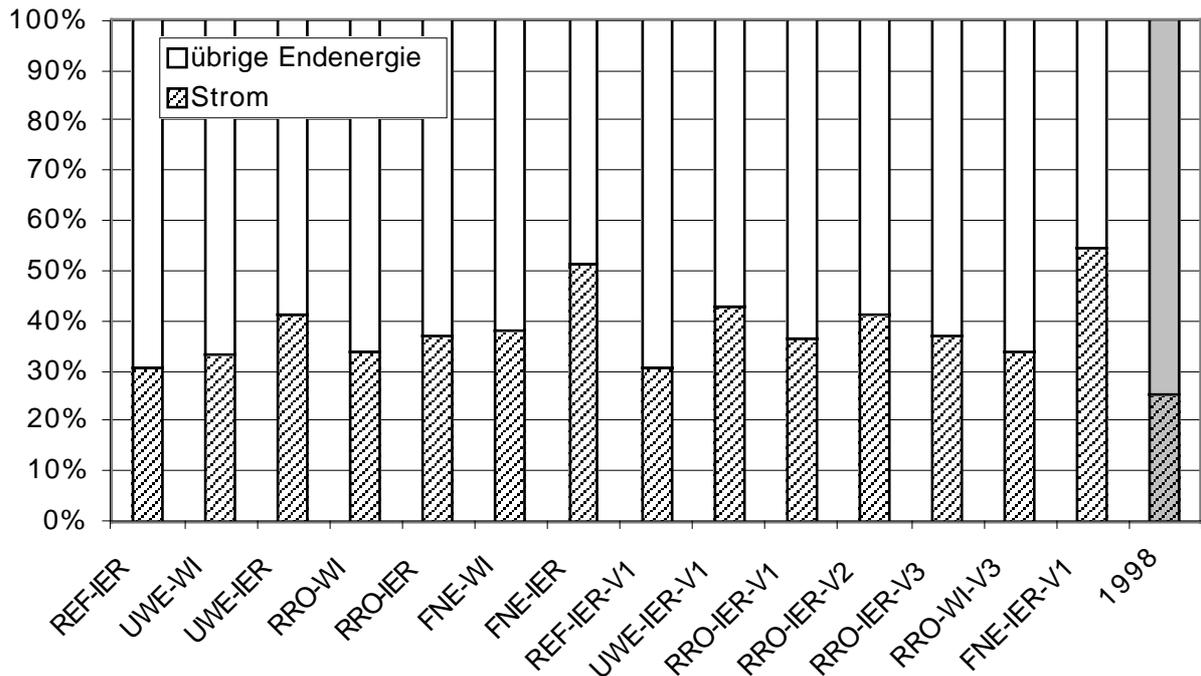


Abb. 1-12 :Anteile des Stroms am Endenergieverbrauch der Sektoren Industrie, Haushalte und Gewerbe, Handel & Dienstleistungen im Jahr 2050. Datenquelle: [Enquete-BT; 2002].

Deutlich geringere Verschiebungen werden bis zum Jahr 2020 erwartet (Abbildung unten). Hier weisen alle Szenarien - einschliesslich des Referenz-Szenarios - auf einen Stromanteil im Bereich von etwa 28% bis 30% hin.

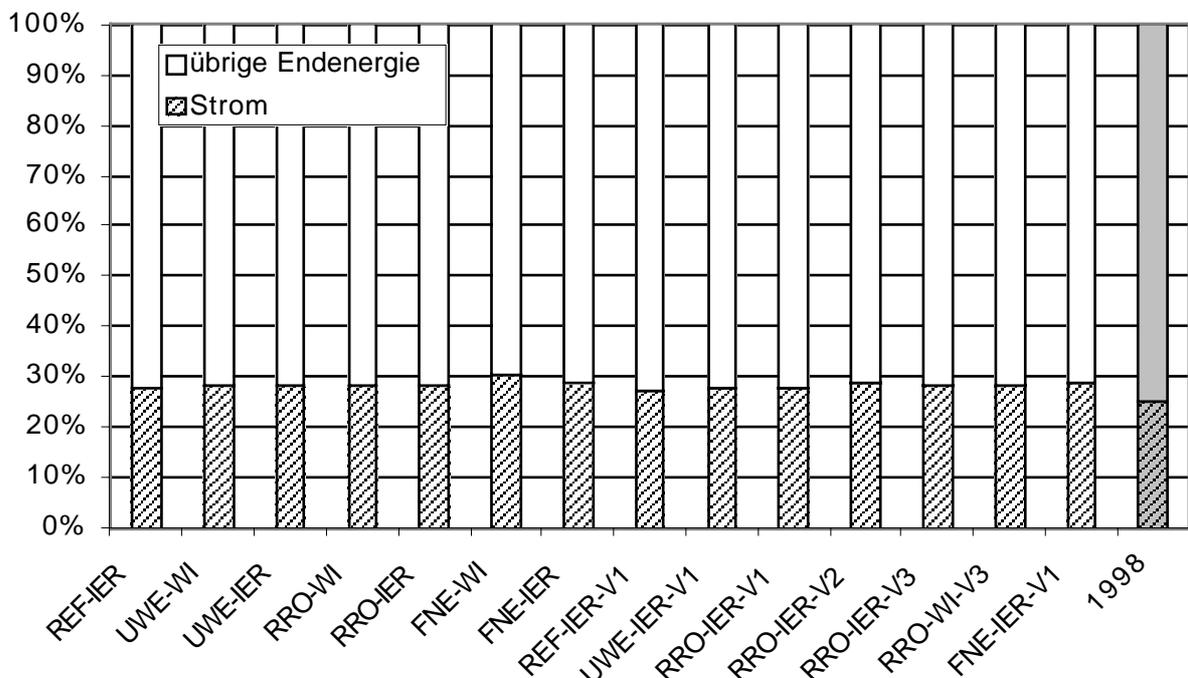


Abb. 1-13 :Anteile des Stroms am Endenergieverbrauch der Sektoren Industrie, Haushalte und Gewerbe, Handel & Dienstleistungen im Jahr 2020. Datenquelle: [Enquete-BT; 2002].

Fazit der Szenarien der Enquete-Kommission

Während bis 2010 eine Seitwärtsbewegung des Endenergieverbrauchs erwartet wird, wird insgesamt für die Zukunft mit einem Rückgang des Endenergieverbrauchs gegenüber 1998 gerechnet, der umso stärker ausfällt, je mehr auf die Säulen von Energieeffizienz und erneuerbaren Energie gesetzt wird. So werden in den RRO-Szenarien bis 2050 Reduktionen um etwa 37% bis 45% erwartet. Die für 2010 innerhalb dieser Szenarien aufgezeigte Bandbreite reicht von einem Anstieg um etwa 1% bis zu einem Rückgang um etwa 7%. Durch ein Festhalten an den bestehenden Strukturen - unter Einbeziehung technologischer Fortschritte in der konventionellen Kraftwerkstechnologie - und insbesondere durch die weitere Nutzung der Kernkraft können nur geringere Reduktionen erreicht werden (etwa 23% bis 37%).

Ferner ist für die Zukunft mit einem weiter steigenden Anteil des Stroms am gesamten Endenergieverbrauch zu rechnen. Machte der Stromanteil in den Sektoren Industrie, Haushalte und Gewerbe, Handel & Dienstleistungen im Jahr 1998 etwa ein Viertel des Gesamten Endenergieverbrauchs aus, so ist bis 2020 mit einem Anstieg des Stromanteils auf etwa 30% und in der Folgezeit - bis 2050 - mit einem weiteren Anstieg zu rechnen, der - je nach zu Grunde liegender Versorgungsstruktur - dann Werte von 33% (Energieeffizienz und erneuerbare Energien) bis über 50% (Fossil-nuklearer Energiemix) erreichen kann.

In einer aktuellen Arbeit von Wolfgang Pfaffenberger und Maren Hille werden die Prognosen der Entwicklung des Stromverbrauchs bis 2020 aus zwei Arbeiten von Prognos (1999 u. 2002) und einer Untersuchung des Forschungszentrums Jülich dargelegt (1999). Während Prognos von einem weiteren Anstieg des Stromverbrauchs in einer Größenordnung von etwa 12% bis 14% von 2000 bis 2020 ausgeht - auf dann etwa 1.900 bis 1.940 PJ pro Jahr -, wird in der Studie des FZ Jülich ein leichter Rückgang erwartet (etwa minus 6% von 2000 bis 2020).

Damit stecken die in diesen Arbeiten erwarteten Veränderungen des Stromverbrauchs bis 2020 Entwicklungsgrenzen ab, die denen der Szenarien der Enquete-Kommission entsprechen.

4 Technologische Optionen zur Deckung des Kraftwerksersatzbedarfs

Die in den nächsten Jahren in den Ersatz alter Kraftwerke zu investierenden Finanzmittel bedeuten, aufgrund der Langlebigkeit von Kraftwerkstechnologie, eine langfristige Bindung der aufgewendeten Investitionen. Deshalb ist es unerlässlich intensiv darüber nachzudenken in welche Technologien investiert wird. Durch massive Investitionen in konventionelle Technologien würde das Fortbestehen der heutigen Struktur der Energieversorgung und damit die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern, mitsamt dem damit verbundenen Einfluss der Energieträgerpreise auf das Wirtschaftssystem, für die nächsten Jahrzehnte festbeschrieben.

Für den Aufbau einer nachhaltigen Energieversorgung wäre eine solche Strategie fatal: Eine Reduktion der Treibhausgase (THG) auf der Erzeugungseite könnte nur durch die Fortentwicklung der konventionellen Erzeugungstechnologien, die langfristig nicht von Bestand sein können (Ressourcenerschöpfung) bzw. durch die Entwicklung von Technologien zur THG-Abscheidung und Deposition erzielt werden. Beides würde finanzielle Aufwendungen erfordern, die zu Lasten der Investitionen in die Weiterentwicklung der nachhaltigen Erzeugungstechnologien gingen. Damit wären Investitionen in diese jedoch nicht hinfällig, sondern lediglich für eine Weile hinausgeschoben.

Gleichzeitig werden die Anforderungen an die Energieversorgung in Zukunft steigen. Es kann nicht davon ausgegangen werden, dass eine breite Akzeptanz der Nutzer zu einer Verringerung der Versorgungssicherheit zu Gunsten einer klimaverträglichen Energieversorgung erwartet werden kann; teilweise, z.B. in kritischen Bereichen der Industrie und des Gewerbes, scheidet eine Verringerung der Versorgungssicherheit aus wirtschaftlichen Gründen von vornherein aus. Eine zukünftige Energieversorgung wird darüber hinaus auch -mittelfristig - zumindest den Anforderungen genügen müssen, die sich aus den eingegangenen Klimaschutzverpflichtungen ergeben. Langfristig wird sie zudem eine vollkommene Abkehr von der Nutzung fossiler und nuklearer Energieträger leisten müssen; spätestens zum Zeitpunkt deren Erschöpfung.

Als Optionen für die mittelfristige Restrukturierung der Kraftwerke stehen demnach für den Ersatz der wegfallenden Kraftwerksleistung unterschiedliche Möglichkeiten zur Verfügung, die durchaus miteinander kombinierbar sind:

- Verringerung des Strombedarfs durch Steigerung der Energieeffizienz oder Substitution von Strom durch andere Energieträger auf der Verbraucherseite sowie Beeinflussung des Verbraucherverhaltens.
- Ersatz alter fossiler Kraftwerke durch moderne, hocheffiziente fossile Kraftwerke;
- Verstärkter Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung in zentralen Großanlagen im Bereich der Fernwärmeversorgung und in der Industrie;
- Erhöhung des Anteils dezentraler Stromerzeugung mittels regenerativer Technologien und Kraft-Wärme-Kopplung (fossil und / oder regenerativ befeuert), mit der Option diese längerfristig auch als „virtuelle Kraftwerke“ betreiben zu können;
- Energieimporte.

Langfristig reduzieren sich die zu Verfügung stehenden Optionen auf die ausschliessliche Nutzung erneuerbarer Energien (inländische Erzeugung und optional Import) und eine möglichst effiziente Energienutzung^{<2>}.

In der letzten Konsequenz ergeben sich also aus dem notwendigen Kraftwerkersatzbedarf zwei Optionen: Das Erkaufen von Zeit, mit anschliessender Investition in nachhaltige Technologien - zu dann evtl. höheren Kosten - oder der direkte Einstieg in eine nachhaltige Energiewirtschaft durch einen weitgehenden Verzicht auf konventionelle Technologien.

4.1) Energieeffizienz

Trotz des nur leichten Anstiegs des Stromverbrauchs in Deutschland während der letzten 10 Jahre sind deutliche Anstrengungen in Richtung einer Steigerung der Energieeffizienz nötig. Es kann keinen Zweifel mehr daran geben, dass große Einsparpotentiale vorhanden sind. Die optimistischeren Szenarien der Enquete-Kommission weisen auf die Möglichkeit zur Halbierung des Endenergieverbrauchs in den verschiedenen Sektoren hin, zahlreiche weitere Untersuchungen bestätigen Einsparmöglichkeiten in dieser Größenordnung bzw. gehen noch darüber hinaus (Vgl. [LTI; 1998], [Energy Rich Japan, 2003]).

Nicht nur die Erfüllung der gesetzten Klimaschutzziele, sondern auch die anstehende Erneuerung eines großen Teils des Kraftwerksparks profitieren von einer möglichst effizienten Energienutzung, da diese, verglichen mit den Baukosten neuer konventioneller Kraftwerke oder dem Aufbau emissionsfreier Erzeugungskapazitäten, oftmals die preiswertere Alternative bietet.

Ein klar definiertes Ziel muss sein, den durch Effizienzsteigerungen verminderten Energiebedarf soweit als möglich aus emissionsfreien oder emissionsarmen inländischen Erzeugungskapazitäten zu decken. Die Bedeutung eines solchen Ansatz in der Stromversorgung zeigt sich alleine schon daran, dass noch immer etwa 40% der energiebedingten CO₂-Emissionen in Deutschland auf die Stromerzeugung zurückzuführen sind. Etwa zwei Drittel dieser CO₂-Emissionen entstehen durch die Verstromung von Braun- und Steinkohle [Ziesing, Matthes; 2003]

2. Energieeffizienz schließt hier auch ein Strategien zur zeitlichen Verlagerung des Energieverbrauchs („Demand-Management“) sowie das „Sparen“, d.h.: die Abwägung ob bestimmte Dienstleistungen überhaupt benötigt werden.

4.2) Konventionelle (fossile) Technologien

Häufig werden auch die weiteren Nutzungs- und Entwicklungsmöglichkeiten konventioneller, fossiler Kraftwerkstechnologien diskutiert. Zum Zwecke einer nachhaltigeren Nutzung konventioneller Wärmekraftwerke bieten sich grundsätzlich zwei Ansatzpunkte: Steigerung der Umwandlungseffizienz (Wirkungsgrad)^{<3>} und Abscheidung und Deponierung des bei der Verbrennung entstehenden CO₂ in geologischen Formationen^{<4>}.

Beide Ansätze lassen sich jedoch schlecht miteinander in Einklang bringen, da bei der CO₂-Abscheidung mit einem Rückgang des Wirkungsgrades um bis zu 30% gerechnet werden muss, was sich dann in einem um 15% bis 30% erhöhten Ressourcenverbrauch niederschlagen würde. Dies hätte den widersinnigen Effekt, dass zum Zwecke des Klimaschutzes in die Entwicklung von Technologien zu investiert würde, die anschließend zu einer schnelleren Aufzehrung der fossilen Energieträger und so zu einer insgesamt erhöhten CO₂ Produktion führten. Zudem würden aus dieser Maßnahme Mehrkosten von etwa 4 bis 8 Cent pro Kilowattstunde resultieren (insgesamt etwa 10 bis 20 Mrd. Euro jährlich) [VGB Power Tech e.V.; 2002].

4.3) Kraft-Wärme-Kopplung

Unter Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) versteht man die simultane Erzeugung von elektrischem Strom und Nutzwärme in einer Erzeugungseinheit. Gegenüber rein stromerzeugenden Wärmekraftwerken, bei denen die ohnehin anfallende Wärme ungenutzt in die Umwelt entlassen (weggekühlt) wird, ergibt sich dadurch ein wesentlich höherer Gesamtnutzungsgrad der eingesetzten Brennstoffe. So wird im Durchschnitt der deutschen Wärmekraftwerke heute für die Stromerzeugung ein Wirkungsgrad von etwa 40% erreicht - es werden also 40% des Energiegehalts der eingesetzten Brennstoffe in nutzbare Energie umgewandelt -, während KWK-Anlagen durch die zusätzliche Nutzung der anfallenden Wärme durchaus Gesamtwirkungsgrade von 80%^{<5>} und mehr erreichen.

4.3.1) Technische Optionen der Kraft-Wärme-Kopplung

Die Kraft-Wärme-Kopplung ist keine Einzeltechnologie an sich, sondern beschreibt vielmehr eine Prozessführung, bei der ein Teil Wärme aus dem Prozess ausgekoppelt und als Nutzwärme verfügbar gemacht. Diese Art der Prozessführung ist mit vielen der in der Stromerzeugung eingesetzten

-
3. Der durchschnittliche Wirkungsgrad der konventionellen Wärmekraftwerke in Deutschland (Stand 2001) liegt bei knapp unter 40%. Konventionelle Kraftwerksneubauten - z.B. modernste Kohlekraftwerke - erreichen Wirkungsgrade von 43% bis 47% und weitere Steigerungen werden in Aussicht gestellt [VGB Power Tech e.V.; 2002].
 4. CO₂-Emissionen können dadurch verringert werden, dass das entstehende CO₂ nach der Verbrennung aus den Abgasen abgeschieden und gesammelt wird. Zur Verhinderung einer Freisetzung des CO₂ in die Atmosphäre kann es in geologischen Formationen gespeichert werden. Hierdurch liesse sich der Beitrag konventioneller Kraftwerke zum Klimawandel reduzieren.
 5. Der Gesamtwirkungsgrad bezieht sich auf die insgesamt aus den Energieträgern gewonnene Nutzenergie (Strom und Wärme).

Technologien kombinierbar und erschließt somit auch ein breites Spektrum an Energieträgern, das sich von fossilen Brennstoffen über Biomasse, bis hin zur geothermischen Energie erstreckt.

In einigen Prozessen besteht die Möglichkeit das Verhältnis von Strom- und Wärmeerzeugung in weiten Bereichen zu variieren, während andere Prozesse eher durch ein festes Verhältnis von Strom- und Wärmeproduktion gekennzeichnet sind. Anlagen, bei denen die Anteile von Strom und Wärme nicht variiert werden können, eignen sich eher für eine wärmebedarfsorientierte Betriebsweise. Mit der Einbindung von Wärmespeichern bietet sich jedoch auch hier die Möglichkeit einer variablen Betriebsweise, die auch an die aktuelle Stromnachfrage angepasst werden kann, ohne dass größere Anteile der Wärme ungenutzt weggekühlt werden müssten.

- Gasturbinen und GuD-KWK

Bei Gasturbinen bietet sich grundsätzlich die Abwärmenutzung zur Bereitstellung von Nutzwärme an. Eine weitere Möglichkeit ist der Betrieb als „Steam Injected Gas Turbine“ (STIG-Cycle), bei dem ein Teil des erzeugten Dampfes in die Brennkammer der Turbine eingespeist wird. Dadurch kann der Wirkungsgrad der Turbine gesteigert werden und es besteht die Möglichkeit zur Variation der ausgekoppelten Wärmemenge.

Im GuD-Prozess (kombinierter Gas- und Dampfkreislauf) bietet sich die gleichen Möglichkeiten, wie im reinen Dampfprozess (s.u.).

- Dampfturbinen-KWK

KWK kann im Dampfturbinenprozess mit jedem Brennstoff betrieben werden, der zur Dampferzeugung geeignet ist. Dampfprozesse mit Gegendruck- und Entnahmekondensationsturbinen sind weit verbreitet. Beim Entnahmekondensationsbetrieb kann das Verhältnis von Strom- zu Wärmeerzeugung in einem weiten Bereich, bis hin zur reinen Stromerzeugung ohne Wärmeauskopplung, variiert werden.

- Motor-Blockheizkraftwerke (BHKW) mit Gas- und Dieselmotoren

In der Regel werden Motor-BHKW für den kleineren elektrischen Leistungsbereich (wenige kW bis wenige MW) eingesetzt. Sie eignen sich z.B. für die Wärmeversorgung von einzelnen Wärmeabnehmern (Gewerbebauten, öff. Einrichtungen, etc.) und für die Versorgung kleinerer Fern- und Nahwärmenetze. Das Brennstoffspektrum umfasst sowohl fossile Energielieferanten (Erdgas, Diesel) als auch Bio-Brennstoffe (Biogas, Pflanzenöl, Biodiesel).

- Stirlingmotoren

Stirlingmotoren eignen sich für kleinere Leistungsbereiche (bis ca. 150 kW) und sind damit potentiell als dezentrales Versorgungssystem verwendbar. Durch die externe Verbrennung kann eine Vielzahl von Brennstoffen, sowohl fossile als auch regenerative, genutzt werden.

- Brennstoffzellen

Die verschiedenen Brennstoffzellen-Typen eignen sich, aufgrund ihrer unterschiedlichen Arbeitstemperaturen, teils für die Bereitstellung von Strom und Hochtemperatur-Wärme - beispielsweise Prozesswärme in der Industrie - und teils für die Versorgung mit Niedertemperatur-Wärme bei gleichzeitiger Strombereitstellung - z.B. in Wohn- und Gewerbebauten.

Hochtemperatur-Brennstoffzellen lassen sich auch mit Gas- oder Dampfturbinenprozessen kombinieren und ermöglichen dann außerordentlich hohe Gesamtwirkungsgrade [AGFW; 2000].

- Mikrogasturbinen

Aktuell werden am Markt bereits Mikrogasturbinen mit Leistungen von 25 kW bis 100 kW angeboten. Prinzipiell sind solche System für die dezentrale Strom- und Wärmeversorgung einsetzbar und geeignet. Mit Brennlufthvorwärmung werden elektrische Wirkungsgrade von ca. 23 - 30% erreicht, die Abwärme kann zu Wärmeversorgung genutzt werden.

Durch eine Kombination mit Hochtemperatur-Brennstoffzellen sind deutlich höhere elektrische Wirkungsgrade möglich.

4.4) Erneuerbare Energien

Es kann heute kaum noch Zweifel darüber geben, dass erneuerbare Energien einen fundamentalen Beitrag zur Energieversorgung leisten können und, in der langfristigen Projektion, auch werden leisten müssen, um der Ressourcenknappheit und dem Klimawandel begegnen zu können.

Seitens der Stromversorgung stehen uns heute bereits verschiedene regenerative Technologien zu Verfügung, die aufgrund ihres unterschiedlichen, teilweise auch fluktuierenden Erzeugungscharakters eine abgestimmte technologische Zusammensetzung der aufzubauenden Erzeugungsleistungen verlangen.

Windenergie und Photovoltaik, beides Technologien mit einem beachtlichen Potential für die Stromerzeugung, sind Technologien mit einem fluktuierenden Erzeugungscharakter. Beide sind ausschließlich durch das klimatische Geschehen bestimmt, und ein regelnder Eingriff ergibt sich - zumindest bis entsprechende Speichertechnologien entwickelt und in ausreichendem Umfang verfügbar sind (z.B. Wasserstoff) - nur im Sinne einer Leistungsreduzierung. Für die Deckung der elektrischen Grundlast sind solche Technologien nur bedingt geeignet, da eine bestimmte Erzeugungsleistung nicht jederzeit garantiert werden kann. Bei einer großräumigen Verteilung der Windanlagen und unter Nutzung der Offshore Potentiale kann aber den gesamten Windenergieanlagen ein „Kapazitätseffekt“ zugeordnet werden. Dieser beschreibt das Ausmaß, in dem fossile Leistung durch Windkraft substituiert wird. Derzeit wird dieser Wert i. A. mit Werten um etwa 20% der installierten Windkraft-Leistung veranschlagt.

Analog zur Windkraft kann auch der Photovoltaik ein Kapazitätseffekt zugeordnet werden, der aber, aufgrund der geringen Anzahl an jährlichen Sonnenstunden in Deutschland, deutlich niedriger anzusetzen ist, als der Kapazitätseffekt der Windkraft. Dadurch, dass der generelle Verlauf der möglichen photovoltaischen Stromerzeugung durch den Tag-Nacht Wechsel vorgegeben ist, ist es jedoch einfacher eine Planung und Maßnahme für die optimale Abnahme des Photovoltaik-Stroms zu treffen.

Bei beiden Technologien ist eine verbesserte Einsatzplanung der fossilen Kraftwerke, in Abstimmung auf die zu erwartende regenerative Stromerzeugung, durch die Vorhersage der Wind- bzw. Besonnungsverhältnisse möglich. So weisen aktuelle Arbeiten darauf hin, dass für die Stromerzeugung aus Windenergie eine recht verlässliche Prognose für den Zeitraum von 36 Stunden, mit

einem Vorhersagefehler in der Größenordnung von etwa 10% bis 17%, erstellt werden kann. [ISET; 2004], [Giebel; 2003].

Auch lassen sich die Auswirkungen der Fluktuationen dadurch deutlich minimieren, dass der aus Windkraft oder Photovoltaik erzeugte Strom im bedarfsfall „zwischengespeichert“ wird, Dies ist einerseits mittels der bereits in Deutschland bestehenden Pumpspeicherkraftwerke möglich, andererseits in Zukunft auch mittels bereits erprobter (z.B. Druckluftspeicher-Kraftwerke) bzw. noch weiter zu entwickelnder Technologie (z.B. Wasserstoffspeichersysteme).

Andere Technologien, wie Wasserkraft, Biomassenutzung und Geothermie, eignen sich hingegen auch für die Grundlastdeckung, da sie in ihrer Erzeugungsleistung regelbar sind.

5 Das Zusammenspiel der Technologien hinsichtlich einer zukunftsfähigen Energieversorgung

In den modernen industrialisierten Länder sind viele der Aufgaben, welche in früheren Zeiten durch menschliche Arbeitskraft bewältigt wurden, automatisiert worden, mit der Folge, dass die Erbringung dieser Leistungen auf die Verfügbarkeit von Energie - sei es nun in Form von Wärme oder Strom - angewiesen ist. Im Zusammenspiel von hoher Energieverfügbarkeit und zunehmender Industrialisierung sind viele neue Aufgaben und Prozesse hinzugekommen mit denen sich die Menschheit zuvor nicht konfrontiert sah, und auch diese sind weitestgehend von einer sicheren und jederzeit verfügbaren Energieversorgung abhängig.^{<6>}

In der heutigen Energieversorgungsstruktur Deutschlands erfolgt die Wärmeversorgung, sowohl in Bezug auf die Bereitstellung von Prozesswärme in der Industrie als auch die Bereitstellung und Erzeugung von Nutzwärme in den Haushalten und in Gewerbe, Handel & Dienstleistungen, weitgehend autark; abgesehen von dem etwa 6%igen Anteil der Fernwärme am gesamten Wärmebedarf.

Im Bereich der Stromversorgung ist die Situation grundlegend anders, da die Erzeugung vornehmlich in großen zentralen Kraftwerken stattfindet. Der Großtechnisch erzeugte Strom wird dann über das nationale Stromnetz verteilt und zu den Verbrauchern gebracht^{<7>}.

Während Wärme problemlos gespeichert werden kann, wodurch eine zeitliche Entkoppelung von Wärmeerzeugung und -verbrauch erreicht werden kann, ist dies in der Stromversorgung bislang nur begrenzt möglich, z.B. durch Pumpspeicher-Kraftwerke. Die Problematik der Stromspeicherung in großem Massstab ist bislang noch ungelöst, so dass Strom im Wesentlichen genau dann erzeugt werden muss, wenn er von den Verbrauchern benötigt wird. Daraus resultieren deutliche höhere Anforderungen an die Stromversorgung, als dies im Bereich der Wärmeversorgung der Fall ist.

Die Erzeugungsleistung des deutschen Kraftwerksparks muss jederzeit mit dem, sich im Tagesverlauf verändernden, Strombedarf synchronisiert werden. Veränderungen des Strombedarfs resultieren aus dem üblichen Tagesrhythmus von Menschen und Wirtschaft, der einen typischen Verlauf des Stromverbrauchs entstehen lässt, der sich an Werktagen und Wochenenden deutlich voneinander unterscheidet. Überlagert wird dieser „typische Lastgang“ des elektrischen Netzes von einer zufälligen Komponente, die aus dem individuellen Verhalten einer Vielzahl unkoordinierter Ver-

-
6. Um einen Eindruck vom Ausmaß der durch Stromeinsatz geleisteten Arbeit zu bekommen kann man sich den Stromverbrauch der Bundesrepublik Deutschland des Jahres 2001 als Dauerstromverbrauch pro Kopf vorstellen: Bei einem Jahresgesamtstromverbrauch der BRD von etwa 502 TWh und etwa 82 Millionen Einwohnern, bezieht rechnerisch jeder Bundesbürger eine Dauerleistung von knapp 700 W; das ganze Jahr über, Tag wie Nacht. Da der menschliche Organismus eine Dauerleistung von etwa 70 W erbringen kann, bedeutet dies also, dass jeder Bundesbürger dauerhaft etwa das Arbeitsäquivalent von 10 Menschen an Strom verbraucht.
 7. Ein leichter Umschwung dieser Tendenz - die Anfänge der Energieversorgung waren stärker durch dezentrale Erzeugung geprägt, als dies heute der Fall ist - wurde durch die Entwicklung und Einführung der erneuerbaren Technologien erzielt.

braucher entsteht, die elektrische Geräte unabhängig voneinander und zu nicht vorhersehbaren Zeiten an- bzw. abschalten.

Die Erfahrung hat gezeigt, dass ein bestimmter Strombedarf im Tagesverlauf nicht oder nur äußerst selten unterschritten wird. Dieses Kontingent wird als Grundlast bezeichnet und kann aus Kraftwerken gedeckt werden, die konstant mit gleichbleibender Leistung betrieben werden. Typische Grundlastkraftwerke (z.B. Kernkraftwerke) können nur langsam in ihrer Leistungsabgabe geregelt werden.

Ein weiterer Teil des Leistungsbedarf, die sog. Mittellast, verbleibt über weite Teile des Tages innerhalb einer bestimmten Bandbreite und verändert sich im Tagesverlauf nur relativ langsam. Dieser Teil des Strombedarfs kann in Kraftwerken erzeugt werden, deren Leistungsabgabe sich mit mittlerer Geschwindigkeit regeln lässt.

Darüber hinaus treten immer wieder schnelle Rückgänge des Strombedarfs - ein typisches Beispiel hierfür ist der Einbruch der elektrischen Last um die Mittagszeit - oder Lastspitzen auf, die nur geringe Zeiten andauern. Um diesen schnellen Veränderungen des Stromverbrauchs folgen zu können werden sog. Spitzenlastkraftwerke eingesetzt, die über ein hohes Regelvermögen verfügen. Ein Teil dieser Spitzenlast wird mittels Pumpspeicherkraftwerken gedeckt, der derzeitigen einzigen Möglichkeit zur Speicherung von Strom in grösserem Massstab. Die Wasserspeicher dieser Kraftwerke werden zu Zeiten geringer elektrischer Last mit Wasser gefüllt, welches dann bei Lastspitzen zur schnellen zusätzlichen Stromerzeugung genutzt wird. Speicherkraftwerke sind jedoch auf geografisch geeignete Standorte angewiesen und gehören zudem zu den Kraftwerken mit hohem Investitionsaufwand. In begrenztem Umfang kann durch Pumpspeicherkraftwerke, ähnlich wie dies im Bereich der Wärmeversorgung durch Wärmespeicherung der Fall ist, eine zeitliche Entkopplung von Stromerzeugung und Stromverbrauch erzielt werden.

Die Einbindung fluktuierender Stromerzeuger, wie Photovoltaik (PV) und Windenergie, in großem Massstab erhöht die Anforderung an die Regelfähigkeit weiter. Dadurch, dass der Teil des Stroms, welcher mittels PV oder Windenergie erzeugt mit den teils kurzfristig eintretenden Veränderungen des Wetters schwankt (fluktuiert) ist er einerseits nicht exakt vorhersehbar und nicht in vollem Umfang als gesichert einplanbar. Es müssen also Systeme vorhanden sein, mit denen unverhergesehene Einbrüche der Stromproduktion aus Sonne und Wind kompensiert werden können.

Teilweise wurden erhebliche Bedenken gegenüber der Einbindung fluktuierender Stromerzeuger in die Stromversorgung geäußert, und oft wurde argumentiert, dass es zu einem Ausfall der gesamten Stromerzeugung aus Wind oder Sonne innerhalb kurzer Zeiträume kommen kann, falls der Wind binnen kurzer Zeit abflaut oder aufziehende Bewölkung die Sonneneinstrahlung verhindert. Die Erfahrung der letzten Jahre, speziell im Bereich der Windenergie, sowie zahlreiche Untersuchungen in diesem Bereich haben aber gezeigt, dass mit einem solchen Gesamtausfall innerhalb kurzer Zeit nicht zu rechnen ist. Auch das Ausmaß der Fluktuationen wurde oftmals überschätzt. Durch die großflächige Verteilung vieler kleiner Erzeugungseinheiten tritt in der Praxis eine Dämpfung des fluktuierenden Charakters auf, was auch aus rein logischer Erwägung so zu erwarten war^{<8>}.

Die Möglichkeiten der Energieversorgung aus erneuerbaren Energie erstreckt sich aber nicht bloß auf solche Technologien mit fluktuierendem Erzeugungscharakter. Durch die Nutzung von Biomasse oder Geothermie sind Technologien vorhanden, die grundsätzlich über Regelungsfähigkei-

ten verfügen, die denen der konventionellen Kraftwerke ebenbürtig sind. Aus heutiger Sicht stehen zum Aufbau einer regenerativen Energieversorgung also solche Technologien zu Verfügung, die einen Beitrag zur Deckung der Mittel- und Spitzenlast übernehmen können (PV und Windkraft) und solche, die zur Grundlastdeckung geeignet sind (Biomasse, Geothermie). Auch Speichersysteme zur Entkopplung von Stromerzeugung und Stromverbrauch sind, im Form von Pumpspeicherkraftwerken, schon lange fester Bestandteil der Stromversorgung. Für die Zukunft ist mit der Einführung weitere Speichersysteme (z.B. Wasserstofferzeugung und -speicherung) zu rechnen, die dann eine weiter gehende zeitliche Entkopplung und damit eine Entschärfung der Fluktuationsproblematik ermöglichen.

Inwieweit zusätzliche Stromspeicher tatsächlich entwickelt und installiert werden müssen ist bislang nicht geklärt. Es ist jedoch festzustellen, dass in Zuge des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien in Deutschland und dem Erreichen immer höherer Anteile der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung und an den insgesamt installierten Kapazitäten, auch die Betriebsweise der vorhandenen Pumpspeicherkraftwerke an die Erfordernisse der regenerativen Erzeugung angepasst werden kann und muss.

Als Beispiel für die Möglichkeit zur Nutzung dieser zur Kompensation der Fluktuationen aus Wind- oder Sonnenenergie wird hier der oftmals zitierte starke Abfall der Windleistung im Netz der E.ON, welcher am 26. Februar 2002 aufgrund von großflächigem Abschalten vieler Windenergieanlagen wegen Sturms stattfand, näher betrachtet.

Der oftmalige Verweis auf dieses Ereignis weist auf den außergewöhnlichen Stellenwert hin, den dieses in der bisherigen Geschichte der Windnutzung einnimmt. So ging in diesem Fall die Leistung innerhalb von 5 Stunden um 2200 MW zurück, also ein Abfall von 440 MW pro Stunde.

Alleine die in Deutschland installierten Pumpspeicherkraftwerke, mit insgesamt etwa 5.600 MW Leistung und einem Speichervermögen von etwa 31 GWh hätten dieses Ereignis gut bewältigen können [Quaschnig; 2000], [Technische Daten zu Goldisthal, 2003]. Für den maximal aufgetretenen Leistungsausfall von 2.200 MW wären etwa 40% des Leistungsvermögens der Pumpspeicherkraftwerke ausreichend gewesen. Die durch diesen Vorfall entstandene Mindererzeugung von etwa 1.100 MWh hätte dabei lediglich etwa 3,5% des gesamten Speichervermögens aufgezehrt.

Die zu dieser Zeit in Deutschland installierte Leistung der Windenergie betrug gut 9 GW, d.h. es fielen binnen 5 Stunden etwa 24% der gesamten in Deutschland installierten Nennkapazität der Windkraft aus. Die Wiederholung eines solchen Ereignisses könnte also bis zu einem Ausbaustand von ca. 23 GW installierter Leistung von den Pumpspeicherkraftwerken kompensiert werden, sofern diese komplett für diesen Zweck zu Verfügung stünden. Diese, eher theoretische, Betrachtung vernachlässigt jedoch den Rückgang der Wahrscheinlichkeit für ein solches Ereignis durch den weiteren, regional breiter gestreuten Ausbau der Windenergie, verbesserte Vorhersagemodelle für den zu erwartenden Leistungsverlauf der Windenergie und die bereits am Markt erhältlichen, verbesserten Regelungssysteme von Windkraftanlagen, die eine plötzliche Sturmabschaltung verhindern. All

-
8. Wetterveränderungen treten landesweit niemals gleichzeitig und in gleichem Ausmaß auf. So findet ein Abflauen oder auch Anziehen des Windes entlang einer Front auf, die sich allmählich über das Land fortbewegt, ähnlich wie dies auch bei Wolkenfronten der Fall ist. All diese Veränderungen haben eine bestimmte Bewegungsrichtung und eine bestimmte Fortbewegungsgeschwindigkeit.

diese Maßnahmen führen zu einer verringerten Eintrittswahrscheinlichkeit für solche Ereignisse und entschärfen somit die Kompensationsproblematik. Ein akuter Handlungsbedarf für die Schaffung neuer Speicherkapazitäten lässt sich auf absehbare Zeit nicht aus dem voraussichtlichen weiteren Ausbau von Wind- und Sonnenenergie herleiten.

Trotz der Unerschöpflichkeit der regenerativen Energieressourcen, sind dem maximalen Leistungsvermögen doch Grenzen gesetzt. Bei Windenergie und Photovoltaik sind diese eindeutig durch die Stärke und Häufigkeit von Solarstrahlung und Wind sowie die zur Installation der Anlagen verfügbare Fläche definiert. Die Limitierung des energetisch nutzbaren Potentials der Biomasse ergibt sich aus den jährlich erzielbaren Erträgen und hängt somit von der Auswahl der Pflanzenarten einerseits und den für den Anbau nutzbaren Flächen andererseits ab und die Geothermie kann dauerhaft nur in einem Umfang genutzt werden, der den Wärmestrom aus den inneren der Erde nicht überschreitet. Aufgrund dieser vorhandenen Grenzen des energetischen Potentials ergibt sich zwingend, dass die Erzielung eines größtmöglichen energetischen Nutzen aus den verfügbaren Ressourcen angestrebt werden muss. Eine Technologie die zum sparsamen und effizienten Umgang mit den Ressourcen Biomasse und Geothermie beitragen kann ist die Kraft-Wärme-Kopplung, da hier, durch die simultane Erzeugung von Strom und Nutzwärme, eine deutliche Steigerung des Nutzenergieertrages aus der eingebrachten Energie, im Vergleich zur reinen Stromerzeugung, erreicht werden kann.

Weitere Vorteile liegen darin, dass die Betriebsweise der Anlagen am hauptsächlichen Energiebedarf, sei es nun Wärme oder Strom, ausgerichtet werden kann. So können z.B. KWK-Anlagen in der Industrie die benötigte Prozesswärme liefern und den parallel dazu erzeugten Strom in das allgemeine Stromnetz einspeisen.

In einem Gesamtsystem mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien und - mehr noch in einem vollkommen regenerativen Energiesystem - müssen die einzelnen Bestandteile eng miteinander verzahnt werden. Dies betrifft nicht nur die reine Stromerzeugungsseite, sondern schliesst auch Endverbraucher und Steuerungssysteme mit ein.

Zum einen können die Fluktuationen aus Wind- und Sonnenenergie durch eine weiträumige Verteilung verringert werden, da Wetteränderungen nicht gleichzeitig in allen Regionen stattfinden. Zusätzlich bieten Wettervorhersagemodelle die Möglichkeit zur frühzeitigen Einplanung von Reservekapazitäten für den Fall einer geringen Stromerzeugung aus PV und Wind. Auch „Virtuelle Kraftwerke“, bestehend aus einer Vielzahl dezentralisierter Kleinerzeuger - wie z.B. Brennstoffzellensysteme - in den Haushalten und in Gewerbebetrieben, können mittels einer Internet ähnlichen Vernetzung ebenso bedarfsangepasst gesteuert werden, wie heutige Großkraftwerke und werden in Zukunft einen wichtigen Beitrag zur Energieversorgung leisten. Eben solche Vernetzungsstrukturen können Informationen über die momentane Situation der Stromversorgung an energieverbrauchende Endgeräte übermitteln, die dann ihren Betrieb an die Versorgungssituation anpassen. Oftmals, z.B. bei Waschmaschinen oder Kühlgeräten, ist eine Verschiebung des Betriebs für mehrere Stunden völlig problemlos möglich.

Der Aufbau solch engmaschig vernetzter und angepasst (re)agierenden Systeme ist keine „Zukunftsutopie“, sondern auf Basis heutiger Technik zu realisieren.

6 Umgestaltung der Energieversorgung

Anbetrachts der Klimaschutzverpflichtungen kann aus heutiger Sicht gesagt werden, dass diese in einem „business as usual“ Szenario, der Weiterführung unserer heutigen Art des Energiewirtschaftens also, nicht zu erfüllen sind. Rein betriebswirtschaftlich geprägte Entscheidungen werden dazu führen, dass auch langfristig vorrangig fossile Energietechnologien - durch die höhere Ressourcenverfügbarkeit gegenüber Öl und Gas mit Schwerpunkt auf der Kohlenutzung, insbesondere den Stromsektor prägen werden. (siehe hierzu auch :[Ziesing / Matthes; 2003])

Der technologische Ansatz, die Emissionen von Klimagasen nicht bereits in der Energieerzeugung zu vermeiden bzw. zumindest stark zu vermindern, sondern erst nach der Verbrennung fossiler Energieträger abzuscheiden und in geologischen Formationen zu Deponieren (z.B. CO₂ Sequestrierung), ist eine Option, die spätestens mit der Erschöpfung der fossilen Energieträger entfällt. Es handelt sich dabei bestenfalls um eine Zwischenlösung durch die etwas Zeit in Bezug auf die Klimaproblematik gewonnen werden kann.

Langfristig kann eine nachhaltige Energiewirtschaft jedoch nur auf der Basis von erneuerbaren Energieträgern aufgebaut werden.

Zahlreiche Studien und Szenarien belegen, dass eine massive Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien, mit dem Ziel einer regenerativen Vollversorgung, keineswegs eine Utopie ist, sondern bereits mit der heute verfügbaren Technologie realisiert werden kann.

Einige Studien/Szenarien, welche die Gangbarkeit dieses Weges für verschiedene Regionen darstellen sind z.B. :

- Die REG/REN-Szenarien der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung“ des Deutschen Bundestages aus dem Jahr 2002. Insbesondere das Szenario „Solare Vollversorgung“ (RRO-IER-V2) zeichnet einen Weg, dem zu Folge bis 2050 die fossilen Energieträger weit gehend aus der Versorgungsstruktur verschwunden sind. Lediglich 13% des Primärenergiebedarfs werden dann noch aus fossilen Ressourcen bereitzustellen sein [Enquete-BT; 2002].
- Die 1998 veröffentlichte Arbeit „Long-term Integration of Renewable Energy Sources into the European Energy System“ der LTI-Research Group zeigt für den europäischen Raum denkbare Wege zum Ausstieg aus der fossil-nuklearen Energiewirtschaft bis 2050. Es wird aufgezeigt, dass dies sowohl durch die Unterordnung energiewirtschaftlichen Handelns unter den Anspruch und die Notwendigkeit der Nachhaltigkeit und entsprechendes politisches Handeln, als auch durch die Schaffung fairer Marktbedingungen - zu der notwendigerweise die Einbeziehung der externen Kosten der Energieerzeugung in die Marktpreise gehört - zu erreichen ist [LTI; 1998].
- Die durch Greenpeace International initiierte Studie „Energy Rich Japan“, die - gestützt auf eine computerbasierte Simulation des Energiesystems - zeigt, dass selbst eine allgemein als ressourcenarm angesehene Industrienation wie Japan seinen Energiebedarf vollkommen und mit hinreichender Versorgungssicherheit aus erneuerbaren Energien decken kann [Energy Rich Japan; 2003].
- Die „Langfristszenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland“ des Wuppertal Instituts für Klima Umwelt Energie (WI) und des Instituts für Thermodynamik des DLR, im Auftrag des Umweltbundesamtes. In diesen Szenarien wird der Wandel der

deutschen Energieversorgung, gestützt auf Energieeffizienz-Steigerung, erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung aufgezeigt. Das darin enthaltene „Nachhaltigkeits-Szenario“ nutzt den anstehenden Kraftwerkseratz zum Einstieg in eine nachhaltige Energieversorgung. Zum Jahr 2050 hin erreichen die erneuerbaren Energien darin einen Stromerzeugungsanteil von etwa zwei Dritteln [UBA / WI / DLR; 2002].

Alle Arbeiten, die eine regenerative Vollversorgung einzelner Länder und ganzer Weltregionen beschreiben, ist zu entnehmen, dass der schonende Umgang mit den Energieressourcen für eine nachhaltige Energieversorgung unabdingbar ist.

Der in den nächsten 16 Jahren notwendige Aufbau von neuen Kraftwerken als Ersatz veralteter Installationen ist eine Chance die notwendige Umgestaltung der Energieversorgung in Richtung einer effizienten Energiewirtschaft auf Basis erneuerbarer Energien zu beginnen.

6.1) Zielrichtung für den Kraftwerkseratz

„Um die Potenziale an Sonnenenergie und Effizienzsteigerung abzuschöpfen, bedarf es einer dezentral und regional orientierten Energieversorgung. Gleichrangig nebeneinander stehen die effiziente Nutzung der Energieressourcen und die Nutzung der vor Ort verfügbaren Ressourcen an erneuerbaren Energien, an den Küsten mehr die Windkraft, in ländlichen Gebieten mehr die Biomasse, in bebauten Gebieten Photovoltaik sowie die passive und aktive Wärmenutzung. Der Austausch der Überschüsse der Regionen mit Hilfe eines überregionalen Netzes ist ein weiteres Merkmal dieser Energieversorgungsstruktur. Dieses Netz kann ein Stromnetz oder aber auch ein Gasnetz sein, in das dezentral eingespeist wird. Der Transport von hochwertiger Biomasse ist eine weitere Möglichkeit. Dieses überregionale Netz dient auch der Speicherung von Überschüssen. Das Speichermedium kann Biogas sein oder auch mit Strom erzeugter Wasserstoff. Erst zuletzt wird in zentralen Großkraftwerken die Energie erzeugt, die noch zur Bedarfsdeckung fehlt. Zentrale Kraftwerke können Wasserkraftanlagen, Biomassekraftwerke oder thermische Kraftwerke sein. Auch Kraftwerke, die in anderen Regionen erzeugte Brennstoffe wie zum Beispiel Wasserstoff oder Biogas benutzen, sind Teil des zentralen Teilsystems.“ (entnommen : [Lehmann, Reetz 1995])

Es wird darauf ankommen eine technologische Zusammensetzung zu finden, die eine hinreichend zuverlässige Energieversorgung unter Einbeziehung der fluktuierenden Erzeuger erlaubt ohne die Grenzen der Verfügbarkeit regenerativer Brennstoffe zu überschreiten.

Ein Teil des Kraftwerkseratzbedarfs wird durch fluktuierende Erzeuger, wie Windenergie oder Photovoltaik, gestellt werden. Eine Entschärfung der Problematik der Fluktuation bietet sich durch die Nutzung der Geothermie, Biomasse zur Strom- und Wärmeerzeugung. Durch die Regelbarkeit dieser Kraftwerke sowie der Wasserkraft und der Nutzung der vorhandenen Pumpspeicherwerke kann eine sichere Versorgung mit Strom zu jeder Zeit gewährleistet werden.

Dort wo mittels Verbrennung Strom erzeugt wird, sollte dies möglichst unter gleichzeitiger Nutzung der „Abwärme“ geschehen, d.h. KWK-Anlagen sind immer dort zu bevorzugen, wo ein sinnvoller Einsatz möglich ist. Aufgrund des (auch zeitlich) unterschiedlichen Bedarfs an Strom und Wärme sind solche Systeme zu bevorzugen, die ein variables Verhältnis von Strom- und Wärmeerzeugung zulassen oder Wärmespeicher vorzusehen.

Letztlich kann durch Demand management auch die Nachfrage, in Grenzen, der Produktion von Strom angepasst werden.

Im Folgenden wird ein Szenario für den Ersatz der überalterten Kraftwerke entwickelt. Zu besserer Einschätzbarkeit der Möglichkeiten zukünftiger Entwicklung wird jedoch zunächst die bisherige Entwicklung von Windenergie, Photovoltaik und Biomasse seit 1990 im Rückblick betrachtet.

6.2) Ein Blick zurück - Prognosen der Vergangenheit und bisherige Entwicklung von Windenergie, Photovoltaik und Biomasse in Deutschland

Obwohl viele Entwicklungsprognosen aus den 70er und 80 Jahren des letzten Jahrhunderts die Photovoltaik als den zukünftigen Stützpfeiler der erneuerbaren Energien sahen, ist diese in Bezug auf die Erzeugungskapazitäten weit hinter der - meist deutlich schwächer eingeschätzten - Windenergie zurückgeblieben. Offenbar wurden vielfach die technologischen Barrieren, die dem Ausbau der Photovoltaik entgegenstanden unterschätzt bzw. die Geschwindigkeit der Technologieentwicklung überschätzt. Natürlich muss bei einigen der Szenarien aus der damaligen Zeit auch berücksichtigt werden, dass diese unter dem Eindruck der Energiekrisen der 1970er standen und so der Ölpreisschock noch deutlichen Einfluss auf die Einschätzung der zukünftigen Entwicklung ausübte.

Eine Veröffentlichung aus dem Jahr 1980 ([Krause / Bossel / Müller-Reißmann; 1980]) schätzte in dem darin beschriebenen „Sonne und Kohle“ Szenario die zu erwartenden Primärenergiebeiträge von Photovoltaik und auch Biomasse deutlich höher ein als den der Windenergie

Energieträger	Einheit	1973	1980	1990	2000	2010	2020
Kohle	TWh/a	936,1	895,4	854,7	895,4	936,1	936,1
Mineralöl	TWh/a	1499,4	1709,4	1628,0	814,0	488,4	122,1
Gas	TWh/a	289,0	529,1	488,4	325,6	162,8	0,0
Uran	TWh/a	31,7	122,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Wind	TWh/a	0,0	0,0	4,1	28,5	57,0	97,7
Wasser	TWh/a	17,9	17,9	22,8	24,4	24,4	24,4
Sonne (direkt)	TWh/a	0,0	0,0	61,1	145,7	190,5	207,6
Biomasse	TWh/a	13,8	16,3	40,7	162,8	244,2	407,0
Sonstige*	TWh/a	93,6	73,3	65,1	32,6	16,3	16,3
Insgesamt	TWh/a	2881,6	3363,4	3164,8	2429,0	2119,7	1811,2

Tabelle 1-2 : Einschätzung der Primärenergiebeiträge verschiedener Energieträger aus dem Jahr 1980. [Krause / Bossel / Müller-Reißmann; 1980].

Es ist deutlich ersichtlich, dass für die Windenergie eine deutlich schwächere Anfangsentwicklung bzw. ein späterer Start angenommen wurde. In der Folgezeit wurde jedoch, wie auch für die Biomasse, gegenüber der Photovoltaik eine wesentlich dynamischere Entwicklung erwartet. Dies wird in der Betrachtung der auf 1990 normierten Wachstumsreihen deutlich:

Energieträger		1973	1980	1990	2000	2010	2020
Wind	1990 = 1	0,0	0,0	1,0	7,0	14,0	24,0
Wasser	1990 = 1	0,8	0,8	1,0	1,1	1,1	1,1
Sonne (direkt)	1990 = 1	0,0	0,0	1,0	2,4	3,1	3,4
Biomasse	1990 = 1	0,3	0,4	1,0	4,0	6,0	10,0

Tabelle 1-3 : Auf 1990 normierte Wachstumsreihen für Wind, Wasser, Photovoltaik und Biomasse in einem Szenario aus dem Jahr 1980 [Krause / Bossel / Müller-Reißmann; 1980].

Trotz des angenommenen deutlich höheren Wachstums der Windenergie für die Zeit nach 1990, kann diese den Vorsprung der Photovoltaik, der aus der besseren Anfangsentwicklung resultiert, auch bis 2020 nicht aufholen. Dies zeigt deutlich, dass ein um nur wenige Jahre auseinanderliegender Marktstart sich stark bis in die folgenden Jahrzehnte der Entwicklung auswirkt.

Im sog. „Grünen Szenario“ einer Veröffentlichung von Stratmann / Täubner / Busch / Damm aus dem Jahr 1989 [Stratmann et al.; 1989] wurde hingegen der zukünftige Beitrag der Windenergie höher eingeschätzt, als die Beiträge von Photovoltaik und Biomasse:

Energieträger	Einheit	1986	1995	2000	2010
Steinkohle	TWh	632,5	747,3	682,1	541,3
Braunkohle	TWh	269,4	243,4	191,3	113,1
Öl	TWh	1364,3	1003,7	836,0	598,3
Gas	TWh	481,9	425,7	429,8	399,7
Atom	TWh	315,0	0,0	0,0	0,0
Wasser	TWh	57,8	61,9	78,1	78,1
Wind	TWh	0,0	6,5	20,4	79,0
Solar	TWh	0,0	6,5	16,3	54,5
Biogas	TWh	0,0	4,1	9,8	15,5
Sonstige	TWh	28,5	35,8	39,9	48,0
Summe	TWh	3149,4	2534,8	2303,6	1927,6

Tabelle 1-4 : Einschätzung der Primärenergiebeiträge verschiedener Energieträger aus dem Jahr 1989. [Stratmann et al.; 1989].

Gegenüber dem „Sonne und Kohle“ Szenario aus dem Jahr 1980 werden für die Dekade nach 2000 durchweg höhere Wachstumsraten angenommen, insbesondere für Windenergie und Photovoltaik.

Energieträger	Einheit	1986	1990*	1995	2000	2010
Wasser	1990 =1	0,9	1,0	1,1	1,3	1,3
Wind	1990 =1	0,0	1,0	2,0	6,7	26,0
Solar	1990 =1	0,0	1,0	2,0	5,0	17,0
Biogas	1990 =1	0,0	1,0	2,0	5,0	8,0

* Werte linear interpoliert aus Werten von 1986 u. 1995.

Tabelle 1-5 : Auf 2000 normiertes Wachstumsreihen für Wind, Wasser, Photovoltaik und Biomasse in einem Szenario aus dem Jahr 1989 [Stratmann et al.; 1989].

Der bislang tatsächlich zu beobachtende Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland hat sich scheinbar auf die Windenergie fokussiert. Keine der übrigen Technologien hat in Bezug auf die installierten Kapazitäten und den Beitrag zur gesamten Stromerzeugung eine ähnlichen Stellenwert erreichen können. Trotzdem ist der Blick auf die bisher installierten Erzeugungskapazitäten kein hinreichendes Kriterium zur vergleichenden Beurteilung der Wachstumsdynamik der verschiedenen Technologien am Markt, da, aufgrund des zeitlich unterschiedlich Entwicklungsstandes der Technologien, diese zu unterschiedlichen Zeiten im Gesamtkontext der Energieerzeugung ein Marktvolumen erreichten das sie als Marktteilnehmer „sichtbar“ machte. Besonders augenscheinlich ist dies im Vergleich von Windenergie und Photovoltaik.

Jahr	MW Installiert	Wachstum zu 1990 (1990 = 1)	% zu Vorjahr
1990	68	1,00	
1991	110	1,62	61,76
1992	183	2,69	66,36
1993	334	4,91	82,51
1994	643	9,46	92,51
1995	1.137	16,72	76,83
1996	1.546	22,74	35,97
1997	2.082	30,62	34,67
1998	2.875	42,28	38,09
1999	4.445	65,37	54,61
2000	6.095	89,63	37,12
2001	8.754	128,74	43,63
2002	12.001	176,49	37,09
2003*	12.823	188,57	6,85

Tabelle 1-6 : Entwicklung der Windenergie in Deutschland in von 1990 bis 2003. Quellen: [BWE; 2004].

Windenergie

Zu Anfang der 1990er Jahre waren in Deutschland etwa 68 MW Erzeugungskapazität installiert. Bis zum Ende des Jahres 2003 stieg die installierte Menge auf ca. 13.000 MW an; eine Vervielfachung mit einem Faktor von 189. Bis Mitte der 1990er wurden jährliche Wachstumsraten von deutlich oberhalb 60% erreicht, die in der Folgezeit auf Werte von 35% bis 55% zurückgingen. Eine weitere deutliche Abschwächung fand im Jahr 2003 statt.

Photovoltaik

Die betrachtete Entwicklung der Photovoltaik startete im Jahr 1990 mit etwa 1,6 MW installierter Leistung und stieg bis zum Ende des Jahres 2002 auf ca. 280 MW; etwa das 175 fache des Anfangswertes. Bis 1990 wurden hohe jährliche Wachstumsrate in einem Bereich von ca. 40% bis zu 124% erreicht. Von 1998 bis einschliesslich 1999 ging das Wachstum auf Werte unterhalb 30%, zurück, belebte sich in der Folgezeit jedoch wieder deutlich.

Jahr	MW Installiert	Wachstum zu 1990 (1990 = 0)	% zu Vorjahr
1990	1,6	1,00	
1991	2,5	1,56	56,25
1992	5,6	3,50	124,00
1993	8,9	5,56	58,93
1994	12,4	7,75	39,33
1995	17,8	11,13	43,55
1996	27,9	17,44	56,74
1997	41,9	26,19	50,18
1998	53,9	33,69	28,64
1999	69,5	43,44	28,94
2000	113,8	71,13	63,74
2001	194,7	121,69	71,09
2002	280	175,00	43,81

Tabelle 1-7 : Entwicklung der Photovoltaik in Deutschland in von 1990 bis 2002. Quelle: [Quaschnig; 2004].

Aus dem Vergleich der Photovoltaik einerseits und der Windenergie andererseits wird deutlich, dass die Entwicklung beider Technologien, mit einem Anstieg auf das etwa 175 fache des Wertes von 1990 bis 2002, annähernd gleich verlief.

Biomasse

Die in Biomasse installierte Erzeugungskapazität war, mit ca. 190 MW, zu Anfang der 1990er Jahre deutlich höher, als die der Photovoltaik und der Windenergie. Bis zum Ende des Jahres 2002 erreichte die installierte Kapazität einen Wert von ca. 900 MW; was einem Anstieg auf das 4,7 fache des Wertes aus 190 entspricht. Die jährlichen Wachstumsraten lagen im gesamten Betrachtungszeitraum bei etwa 9% bis 16%. Eine Ausnahme bildet das starke Wachstum des Jahres 2000 (38%).

Jahr	MW Installiert	Wachstum zu 1990 (1990 = 1)	% zu Vorjahr
1990	190	1,00	
1991	210	1,11	10,53
1992	227	1,19	8,10
1993	250	1,32	10,13
1994	276	1,45	10,40
1995	315	1,66	14,13
1996	358	1,88	13,65
1997	400	2,11	11,73
1998	460	2,42	15,00
1999	500	2,63	8,70
2000	690	3,63	38,00
2001	800	4,21	15,94
2002	900	4,74	12,50

Tabelle 1-8 : Entwicklung der Biomasse in Deutschland in von 1990 bis 2002. Quellen: [Quaschnig; 2004].

Die Entwicklung der Biomassenutzung von 1990 bis 2002 blieb damit in Bezug auf das Marktwachstum deutlich hinter der Entwicklung der Photovoltaik und der Windenergie zurück.

6.3) Folgerungen für die zukünftige Entwicklung von Windenergie, Photovoltaik und Biomasse

Durch Auswertung und Fortschreibung der Wachstumsraten der Vergangenheit sollen mögliche Wachstumsraten für die verschiedenen Technologien für die Zukunft abgeschätzt werden. Für die Projektion der bisherigen Entwicklung in die Zukunft wurden für die drei Technologien mehrjährige Mittelwerte des Wachstums über Zeiträume von 3, 5 und 7 Jahren gebildet:

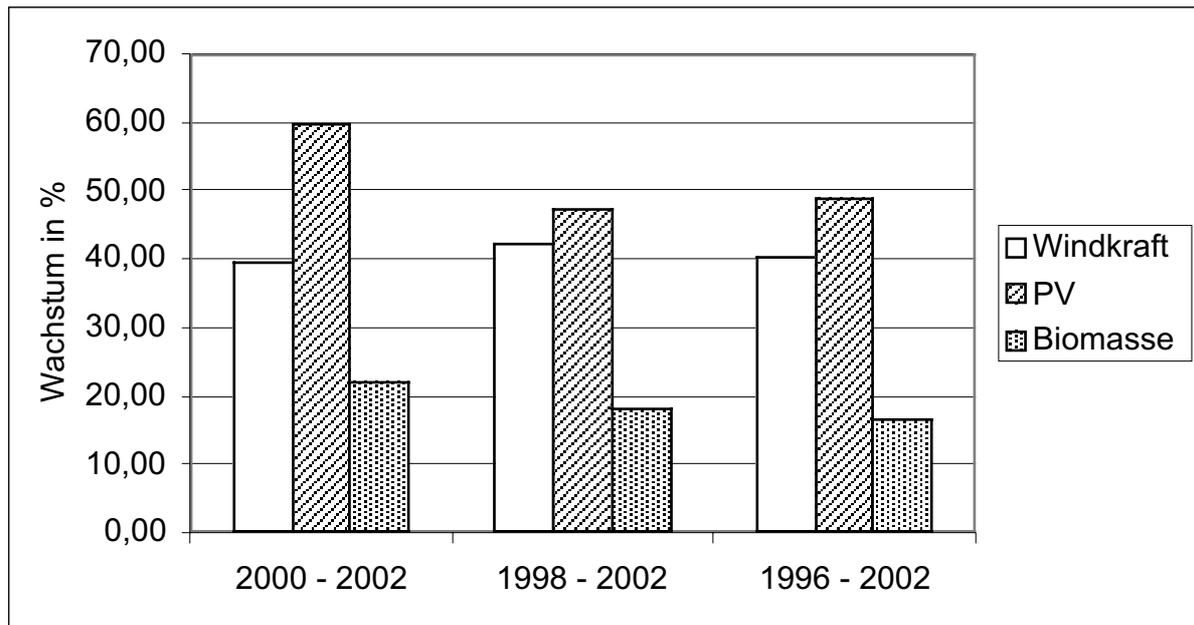


Abb. 1-14: Mittleres mehrjähriges Wachstum für Windenergie, Photovoltaik und Biomasse. [eigene Berechnung].

Die Fortschreibung der Entwicklung in die Zukunft zeigt, dass für die Windenergie bis 2010 nicht mit einem Wachstum auf dem bisher gesehenen Niveau gerechnet werden kann, da die aus der Fortschreibung resultierende Erzeugungskapazität bereits im Jahr 2010 Werte von mehr als 130.000 MW erreichen würde; bei einer jährlichen Installationsrate von mehr als 36.000 MW. Besonders anbedachts der Verknappung ertragsstarker Landstandorte und des zögerlichen Starts in die Off-shore-Nutzung muss dauerhaft von einem deutlich geringeren Wachstum ausgegangen werden.

Die Photovoltaik würde gemäß den mehrjährigen Wachstumsraten im Jahr 2010 installierte Kapazitäten im Bereich von ca. 6.000 bis 12.000 MW erreichen, wobei im Jahr 2010 jährliche Installationsraten von ca. 2.000 - 4.400 MW erreicht würden. Nimmt man hier die Entwicklung der Windkraftindustrie als Maß der möglichen Steigerungen der Produktionskapazitäten, so ist hier kein bremsender Effekt aufgrund einer nicht Schritt haltenden industriellen Fertigung zu erwarten. Dieses Wachstum wird jedoch schwerlich bis 2020 aufrecht zu erhalten sein, das selbst bei Unterstellung des geringsten Mehrjahreswachstums bis 2020 eine installierte Erzeugungskapazität von ca. 296.000 MW erreicht würde (ca. 95.000 MW jährliche Neuinstallationen). Mindestens für die Zeit nach 2010 ist also mit einer Abschwächung des Wachstums zu rechnen.

Ein gänzlich anderes Bild zeigt sich für die Nutzung der Biomasse. Hier führt eine Fortschreibung der mehrjährigen Wachstumswerte bis 2010 zu einer installierten Erzeugungsleistung im Bereich von etwa 3.000 bis 4.500 MW und bis 2020 zu etwa 14.000 bis 33.000 MW, bei jährliche Neubauraten von ca. 400 - 800 MW in 2010 und ca. 2.000 - 6.000 MW in 2020. Gerade bis 2010 sollten hier deutlich höhere Zubauraten angestrebt werden. Aufgrund des recht hohen Anteils konventioneller und lange erprobter Technologie stünden dem keine produktionstechnischen Hemmnisse entgegen.

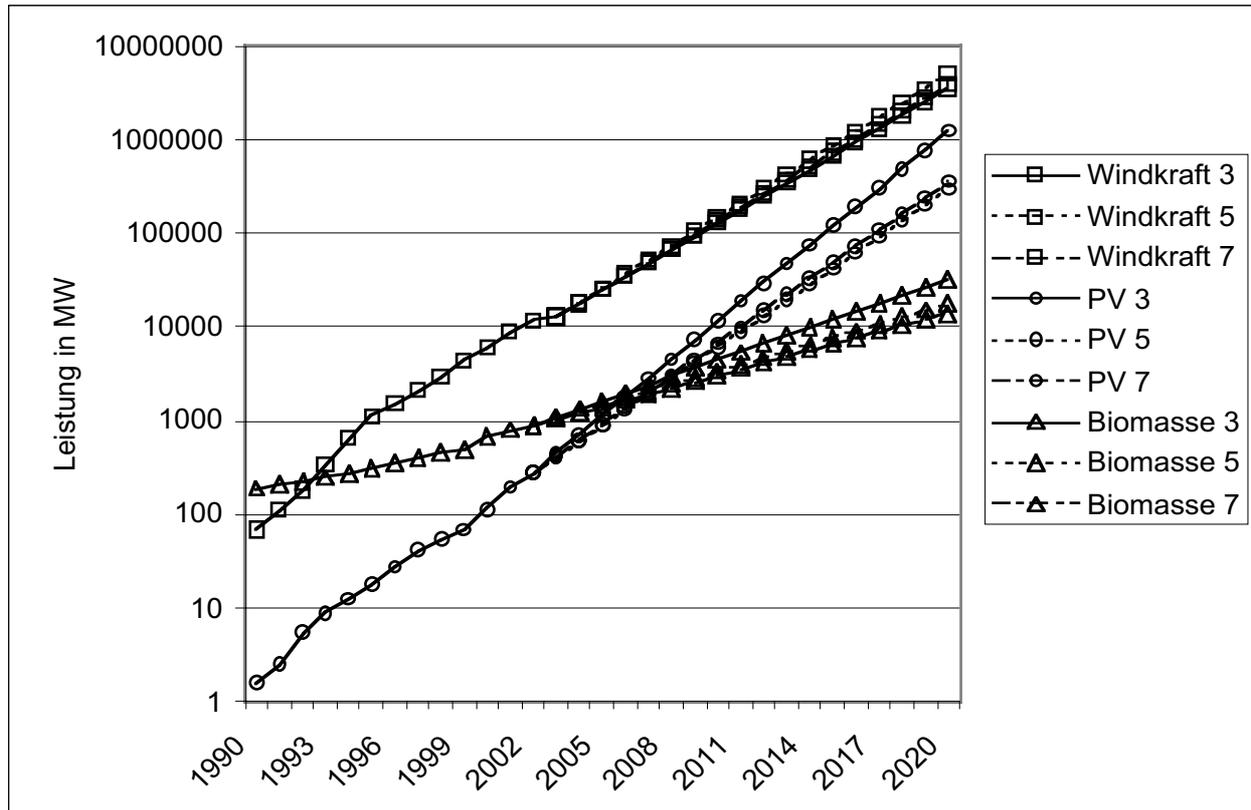


Abb. 1-15 :Fortschreibung des mittleren Wachstums der letzten 3, 5, und 7 Jahre der Entwicklung bis 2020. [eigene Berechnung].

Eine Fortschreibung der Wachstumswerte des jeweils letzten Jahres für das Daten vorlagen (2003 bei Windenergie, 2002 bei PV und Biomasse) liefert ein abweichendes Bild. Während die Windenergie im Jahr 2003 ein Wachstum von knapp 22% erreichte, konnte die Photovoltaik in 2002 um etwa 44% und die Biomasse um etwa 13% zulegen. Damit blieben die Wachstumsraten der drei Technologien unter den Mehrjahreswerten des Wachstums. Besonders ausgeprägt ist diese Differenz bei der Windenergie.

Technologie	Wachstum in	(%)
Windenergie	2003	21,7
Photovoltaik	2002	43,8
Biomasse	2002	12,5

Tabelle 1-9 : Wachstumsraten von Windenergie, Photovoltaik und Biomasse des jeweils letzten betrachteten Jahres. [eigene Berechnung].

Wird das jeweilige Letzjahreswachstum als Basis für die Projektion in die Zeit bis 2020 verwendet, so ergibt sich für die Windenergie in 2010 eine installierte Kapazität von ca. 57.900 MW und ca. 413.400 MW bis 2020. Die jährliche Zubauraten betragen unter diesen Annahme etwa 10.300 MW in 2010 und etwa 73.800 MW in 2020 und würde schon bis 2010 eine Verdreifachung des bislang höchste erzielten jährlichen Zubaus bedeuten. Es ist absehbar, dass auch die (im Vergleich zu 2002) geringeren Wachstumsraten der Windenergie in 2003 nicht von langfristigem Bestand sein können. Für die weitere Entwicklung der Windenergie in Deutschland muss also mit einem deutlichen Rückgang des Wachstums gerechnet werden. Selbst mit einem längerfristigen Wachstum von 10% p.a. kann nicht gerechnet werden, da diesem Pfad folgend im Jahr 2020 eine unrealistisch hohe installierte Kapazität von etwa 65 GW erreicht würde.

Die Photovoltaik würde mit einer Fortschreibung des Wachstums aus dem Jahr 2002 bis zum Jahr 2010 hin eine installierte Kapazität von ca. 5.000 MW erreichen, bis zum Jahr 2020 wären es dann ca. 194.000 MW; bei jährlichen Zubauraten von ca. 1.600 MW in 2010 und etwa 59.000 MW in 2020. Diese Entwicklung ist aufgrund der in 2020 erreichten Kapazitäten und Zubauraten als unrealistisch einzuschätzen.

Bei einem Fortdauern der in 2002 erreichten Wachstumswerte der Biomasse würde bis zum Jahr 2010 eine installierte Kapazität von ca. 2.300 MW und etwa 7.500 MW bis 2020 erreicht.

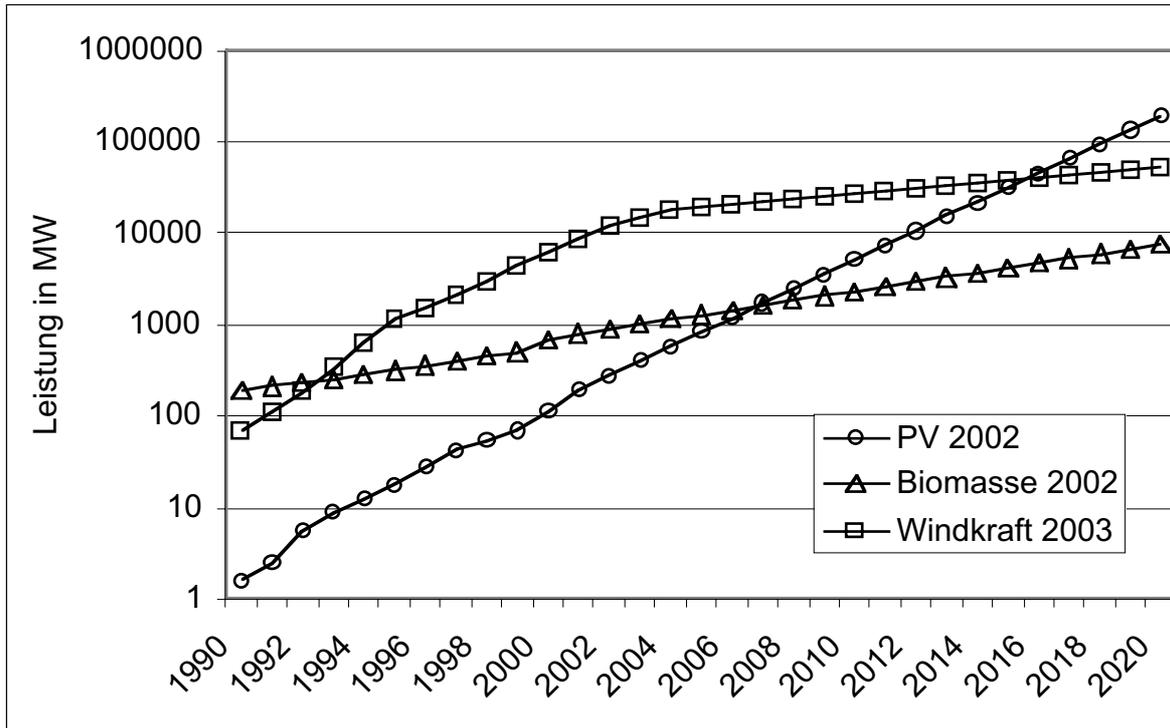


Abb. 1-16 :Fortschreibung des Wachstums des jeweils letzten Jahres der Entwicklung bis 2020. [eigene Berechnung].

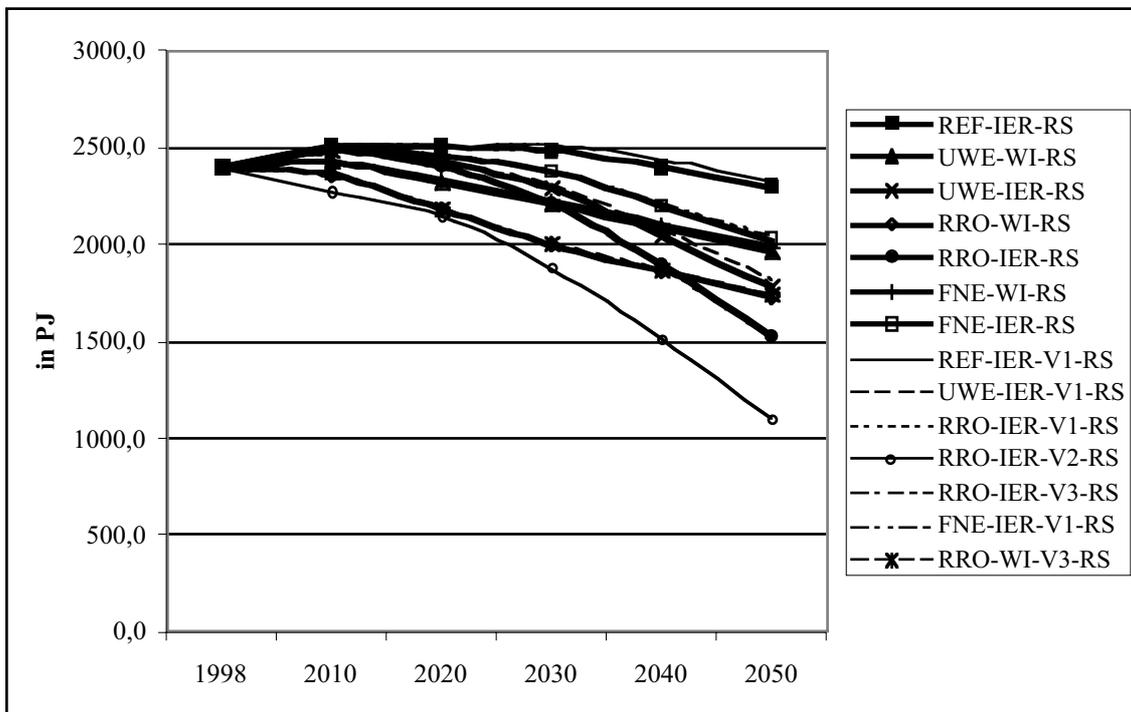


Abb. 1-17 :Abbildung: Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Industrie in den Szenarien der Enquete-Kommission. Quelle: [Enquete-BT; 2002].

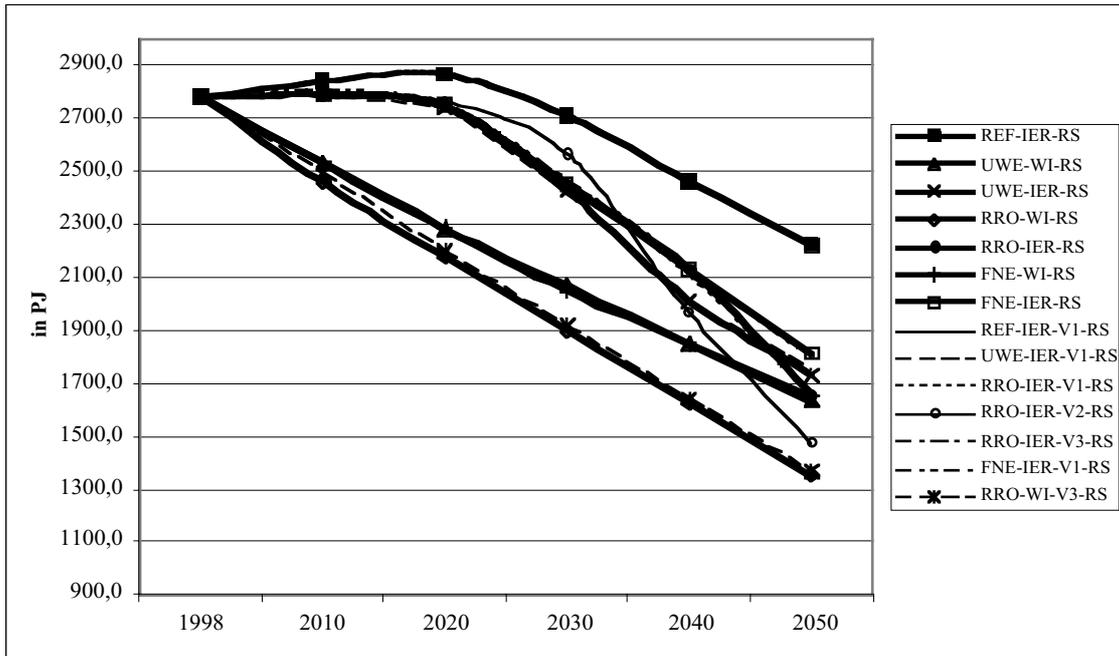


Abb. 1-18 : Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Haushalte in den Szenarien der Enquete-Kommission. Quelle: [Enquete-BT; 2002].

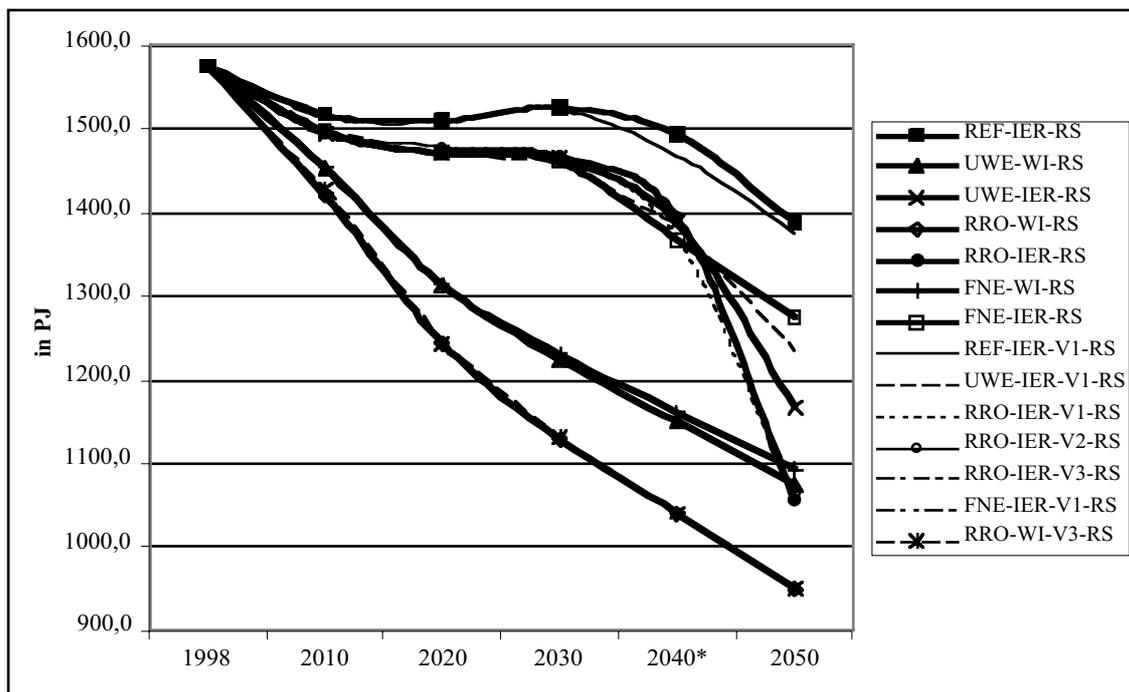


Abb. 1-19 : Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Gewerbe, Handel & Dienstleistungen in den Szenarien der Enquete-Kommission. Quelle: [Enquete-BT; 2002].

6.4) Möglichkeit der Senkung des Bedarfs an Kraftwerken durch Steigerung der Effizienz.

Folgt man dem in den Szenarien der Enquete dargelegten zukünftigen Verlauf des Endenergiebedarfs, so zeigen alle Szenarien einen deutlichen Rückgang. Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs für die verschiedenen Sektoren ist aus den folgenden Abbildungen ersichtlich.

Trotz des einheitlichen Trends zu einer Verringerung des Endenergieverbrauchs insgesamt, geht nur eine Minderheit der Szenarien von einer Verringerung des Strombedarfs aus. Der Grund hierfür ist, dass allgemein eine Zunahme des Stromanteils am Endenergieverbrauch erwartet wird.^{<9>}

Andere Studien zeigen große Chancen der Steigerung der Energieeffizienz bei der Nutzung von Strom auf, durch Bündelung verschiedener Stromsparender Technologien sind Effizienzsteigerungen von mehr als einem Prozent pro Jahr denkbar.

6.5) Ansatz der Szenarientwicklung und Zielwerte für 2010 und 2020

Die grundlegende Annahme der Szenarientwicklung ist die Notwendigkeit einer baldestmöglichen Weichenstellung für den Einstieg in eine nachhaltige Energiewirtschaft. Dazu bedarf es - aufgrund der natürlichen Grenzen der verfügbaren Potentiale und der unterschiedlichen Erzeugungscharakter - einer Diversifizierung in der Nutzung regenerativer Energieträger einerseits und andererseits einer möglichst effizienten Nutzung der Energieträger im allgemeinen. Dabei betrifft die effiziente Energienutzung sowohl die Verbraucherseite (z.B. den Einsatz verbrauchsarmer Endgeräte) als auch die Erzeugerseite, auf der eine möglichst hohe Umwandlungseffizienz der eingesetzten Energieträger anzustreben ist.

Während sich die erzeugungsseitig realisierbaren Effizienzgewinne bei der Photovoltaik und der Windenergie ausschließlich auf weitere technologische Fortschritte und daraus resultierende Wirkungsgradsteigerungen erstrecken, kann die Umwandlungseffizienz bei Brennstoffen durch eine geänderte Prozessführung - die sog. Kraft-Wärme-Kopplung - auch ohne technologische Fortentwicklung beträchtlich gesteigert werden. Daraus resultiert für das Szenario die Forderung nach einem Vorrang für den Einsatz der KWK im Bereich der Wärmekraftwerke.

Für die verbraucherseitige Steigerung der Energieeffizienz wurde, in Anlehnung an die vorgeschlagene EU-Energieeffizienzrichtlinie, von einem Rückgang des Strombedarfs von 1% jährlich ausgegangen.

Die Wachstumsraten im Bereich der erneuerbaren Energien wurden aus der tatsächlichen Entwicklung (siehe dazu auch 6.2) auf Seite 29 u. 6.3) auf Seite 34) abgeleitet. Eine exponentielle Entwicklung des Wachstums, mit gleichbleibenden oder gar zunehmenden Wachstumsraten, wurde nur bis zu einem Schwellenwert von 10.000 MW installierter Leistung unterstellt (Markteintrittsphase), der

9. Die Enquete Kommissions Szenarien gehen von einem hohen Wachstum des Bruttosozialproduktes aus, wird dieser nicht erreicht ist die Energienachfrage entsprechend kleiner.

aus der bisherigen Entwicklung der Windenergie abgeleitet wurde. Dabei ist nicht die absolute Größe der Schwellenwertes wichtig, sondern die zu Grunde liegende Annahme, dass exponentielles Wachstum nur vorübergehend auftritt und anschließend in ein eher lineares Wachstum, also im weiteren Zeitverlauf abnehmende Wachstumsraten, übergeht.

Für die Entwicklung der Einzeltechnologien im hier vorgestellten Szenario bedeutet dies, dass konstante Zubauraten für die Windenergie ab 2004 und für Photovoltaik und die Biomassenutzung ab 2010 unterstellt wurden. In der Konsequenz bedeutet dies, dass Photovoltaik und Biomasse bis 2010 die Lücke zur Windenergie verringern und in der Folgezeit (bis 2020) alle drei Technologien parallel weiter zunehmen.

Für die Nutzung der Geothermie wurden in Szenario 1 keine Annahmen getroffen, da die in Deutschland für die geothermische Stromerzeugung in betracht kommende Technologien (Organic-Rankine-Cycle, Hot-Dry-Rock Verfahren) noch an Anfang ihrer Entwicklung stehen und sich das Marktgeschehen (ähnlich wie schon bei der Windenergie zu beobachten war) ohne deutliche Anreize zu Gunsten der Geothermie zunächst voraussichtlich an den vergleichsweise etablierten Technologien PV und Biomasse orientieren wird.

In Szenario 2 wurde von deutlichen Anreizen für einen schnellen Einstieg in die Nutzung der Geothermie zur Stromerzeugung ausgegangen. Auf Basis der ersten in Deutschland in diese Richtung unternommenen Schritte und der bereits vorliegenden Planungen (mind. 2 Projekte mit je 5 MW) von einem anfänglichen Ausbau ausgegangen, der in etwa dem der frühen Windenergie entspricht.

6.5.1) Zielwerte für das Szenario „Kraftwerk ersatz durch EE und KWK“

- Windenergie:

Ein Ziel für 2010 kann die Verdoppelung der Ende 2003 installierten Kapazität sein. Dazu wäre ein konstanter jährlicher Zubau von 2.000 MW pro Jahr notwendig; ein Installationsumfang der wohl auch langfristig beibehalten werden könnte. Bis 2020 würde dieser Entwicklung entsprechend eine installierte Kapazität von gut 48.600 MW erreicht. Diese Entwicklung liegt geringfügig über den Erwartungen des Bundesverbands Windenergie e.V., der etwa 25.000 MW Windenergie für 2010 und etwa 45.000 MW für das Jahr 2020 erwartet [BWE; 2003].

- Photovoltaik

Für die Photovoltaik wird als ambitionierte Zielsetzung die Stabilisierung der mittleren Wachstums der letzten drei Jahre bis 2010 unterstellt; dies stellt auch die Solarzellenfertigung nicht von unüberwindbare Probleme stellen würde. Dadurch wird ein Zielwert von 10.000 MW PV in 2010 erreicht, anschließend findet eine konstante Entwicklung mit einem jährlichen Zubau von 2.000 MW statt. Als Zielwert für 2020 ergibt sich dann eine installierte PV-Leistung von 30.000 MW (30 GW).

- Biomasse

Hier müssen deutlich höhere Zuwächse als bisher realisiert werden, da die Nutzung der Biomasse von den drei betrachteten regenerativen Energieträgern das größte Substitutionspotential für konventionelle Kraftwerke besitzt (Grundlastfähigkeit, planbare Energieerzeugung) und so besonders im Hinblick auf den Kraftwerk ersatzbedarf von großer Relevanz ist. Dabei sollte der forcierte Ausbau wo möglich in Kraft-Wärme-Kopplung erfolgen, da so die Menge an eingesparten fossilen

Energieträgern - bei gleichzeitig effizienter Nutzung der nur begrenzt verfügbaren Biomasse - gegenüber der reinen Stromerzeugung deutlich gesteigert werden kann. Setzt man auch hier für 2010 einen Zielwert von 10.000 MW fest, so müsste bis dahin ein jährliches Wachstum von 35% erzielt werden. Dies erscheint durchaus realistisch, da bereits im Jahr 2000 ein Wachstum von 38% zu beobachten war. Zum Jahr 2010 hin würde der jährliche Zubau unter dieser Annahme einen Wert von ca. 2.600 MW erreichen. Analog zur PV-Entwicklung kann auch hier für 2020 eine Zielmarke von 30 GW, bei einem konstanten Zubau von 2.000 MW pro Jahr, definiert werden.

- Kraft-Wärme-Kopplung

Für den Ausbau der KWK werden die Mittelwerte aus den RRO-Szenarien der Enquete Kommission verwendet. Daraus ergibt sich eine installierte Leistung der KWK von ca. 37.500 MW in 2010 und ca. 51.000 MW in 2020 vor, was einem Anteil der KWK an der Nettostromerzeugung von ca. 20% in 2010 (Verdoppelung gg. 1998) und ca. 28% in 2020 entspricht. Unter Beibehaltung der Annahmen zur Kraftwerksauslastung ergibt sich aus dem vorgezeichneten Verlauf ein Ausbaupotenzial von fast 19.000 MW bis 2010 und ca. 32.000 MW bis 2020.

Berücksichtigt man diese Daten als Obergrenzen für den Ausbau der KWK innerhalb des betrachteten Zeitrahmens, so zeigt sich die potentielle Möglichkeit den gesamten hier aufgezeigten Ausbau der Biomasse bis 2020 als KWK-Anlagen durchzuführen. Ferner verbleiben demnach bis 2010 noch ca. 9.000 MW zusätzlich für fossil befeuerte KWK-Anlagen. Bis 2020 müsste, aufgrund eines hier berücksichtigten Vorrangs der Biomassenutzung, die fossile KWK-Leistung auf etwa 2.000 MW reduziert werden. Dies kann durch Umstellung eines Teils der vormals fossilen KWK-Anlagen auf Biomassenutzung bzw. Zufeuerung von Biomasse auf kostengünstige Weise bewerkstelligt werden.

Die hier vorgestellte Aufteilung der KWK in Biomasse und fossil betriebenen Installationen ist nur eine mögliche Lösung, sollte sich der Anteil der Biomasse nicht so schnell realisieren lassen, so werden entsprechend mehr KWK Installationen fossil betrieben.

6.5.2) Zusätzlicher Ausbau geothermischer Stromerzeugung im Szenario „Kraftwerkseratz durch EE und KWK + forcierter Einstieg in die geothermische Stromerzeugung“

Innerhalb dieses Szenarios wird davon ausgegangen, dass bis zum Jahr 2010 20 Projekte in der Größenordnung von 5 MW elektrischer Leistung umgesetzt werden, woraus für diesen Zeitpunkt eine insgesamt installierte elektrische Leistung von 100 MW resultiert.

Für die folgenden 10 Jahre wird die Entwicklung der Windenergie von 1990 bis 2000 zu Grunde gelegt. Die, bei der Windenergie vorzufinden, starken Wachstumsschwankungen in der Zeit von 1996 bis 2000 (Unsicherheit über die zukünftige Förderung) wurden durch eine lineare Degression ersetzt. Ab einem Ausbaustand von 10.000 MW wurde – analog zu den übrigen Technologien von einem nachlassenden Wachstum ausgegangen.

Aus dem angenommenen Wachstum ergibt sich für das Jahr 2020 eine installierte Leistung der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland von beinahe 16 GW.

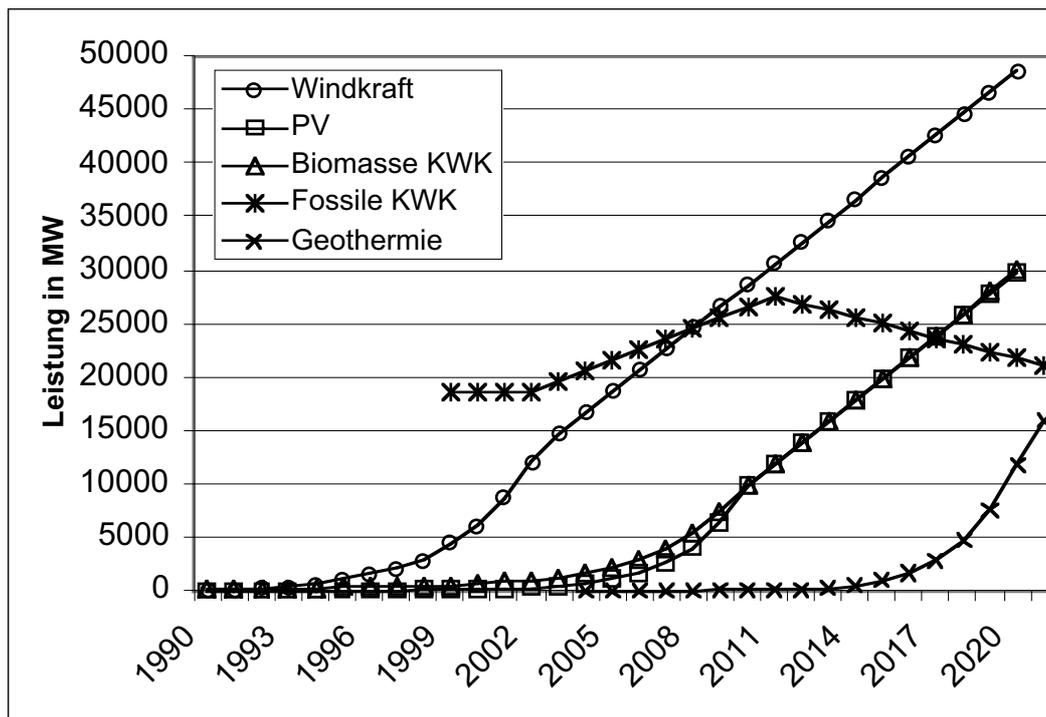


Abb. 1-20 : Ausbau der installierten Leistung von Windenergie, Photovoltaik und Biomasse. Dargestellt werden die realen Ausbaudaten bis Ende 2003 (Windenergie) bzw. Ende 2002 (Biomasse und PV) und die weitere Entwicklung bis 2020 anhand des Szenarios „Kraftwerkseratz durch EE und KWK“. Zusätzlich ist die Entwicklung der geothermischen Stromerzeugung im Szenario mit forcierten Ausbau der Geothermie dargestellt. [eigene Berechnung].

6.6) Die Bedeutung der Szenarien hinsichtlich des Ersatzes überalterter Kraftwerke

- Biomasse

Alleine durch den hier dargelegten Ausbau der Biomasse, der vollständig als KWK-Anlagen ausgeführt wird, und des weiteren Ausbaus der fossilen KWK können bis 2010 etwa 18 GW an Kraftwerkseratzleistung geschaffen werden können, bis 2020 sind es dann etwa 32 GW.

- Windkraft

Bei der Windkraft findet bis 2010 ein Zuwachs der Erzeugungskapazität um etwa 14 GW, bis 2020 um ca. 34 GW statt. In Bezug auf den Kraftwerkseratz muss hier der anrechenbarer Anteil berücksichtigt werden, der sich aus dem Kapazitätseffekt der Windkraft ergibt. Heute wird dieser, selbst aus Sicht der Energieversorger, mit etwa 20% beziffert, woraus sich eine geschaffene Ersatzleistung von ca. 2,8 GW bis 2010 und etwa 6,8 GW bis 2020 ergäbe [VDEW, 2003]. Es erscheint jedoch durchaus realistisch den Kapazitätseffekt der Windkraft als in Zukunft steigend anzusehen. Zum einen wird verstärkte Ausbau der Windkraft im offshore-Bereich zu einem Hinzukommen ertragstarker Standorte führen und so die Leistungsfähigkeit der Windkraft insgesamt positiv beeinflussen. Zum

anderen können Maßnahmen zum besseren Ausgleich der Fluktuationen der Windenergie, z.B. auf die Erzeugungscharakteristik des EE-Verbundes abgestimmte Betriebsweise der bestehenden Pumpspeicherwerke, und ein intelligentes Lastmanagement, das eine zeitliche Verschiebung von Netzlasten für nicht-prioritäre Anwendungen erlaubt (z.B. Kühlschränke, Waschmaschinen, etc) zu einer Steigerung des Kapazitätseffektes beitragen.

Im Rahmen dieses Szenarios wird bis 2020 von einer Steigerung des Kapazitätseffektes der Windenergie auf 30% ausgegangen, die im zeitlichen Verlauf linear erschlossen wird. Daraus ergibt sich für 2010 ein erwarteter Kapazitätseffekt der Windenergie von ca. 24%, der schließlich bis 2020 auf 30% weiter ansteigt¹⁰. In Bezug auf die Kraftwerkseratzleistung steigert sich der Beitrag der Windenergie dadurch auf ca. 4GW in 2010 und auf beinahe 12 GW im Jahr 2020.

- Photovoltaik

Die Annahmen zum Kapazitätseffekt der Photovoltaik werden mit 10% deutlich niedriger angesetzt als im Fall der Windenergie. Diese Annahme wird über den gesamten betrachteten Zeitraum konstant gehalten. Dementsprechend kann die PV bei dem hier gezeigten Ausbau eine Kraftwerkseratzleistung von ca. 1 GW bis 2010 und ca. 3 GW bis 2020 stellen.

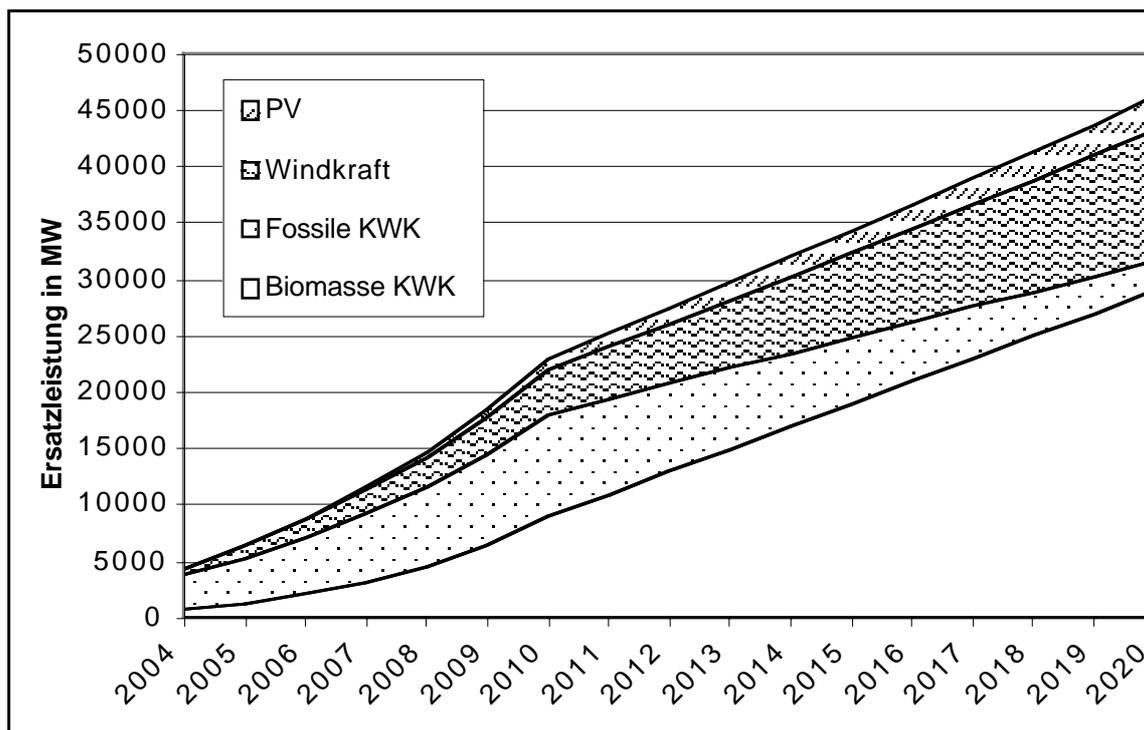


Abb. 1-21 : Aufbaulinie der Kraftwerkseratzleistung durch den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien und der KWK.

10. Der Kapazitätseffekt wurde bewusst hoch angesetzt, da von starken Verbesserungen im verbraucherseitigen Lastmanagement sowie dem Einsatz neuer Speichertechnologien (z.B. Luftspeicherkraftwerke; solches existieren in Deutschland und auch in anderen Ländern bereits) und dem Abgleich der bereits vorhandenen Speicher auf die Belange der regenerativen Stromerzeugung.

Insgesamt werden dem Entwicklungspfad des Szenarion „Kraftwerkseratz durch EE und KWK“ bis 2010 etwa 23 GW und bis 2020 etwa 46 GW an Ersatzleistung für aus dem Betrieb gehende Kraftwerke geschaffen.

Die weiter oben angegebenen Werte der benötigten Kraftwerkseratzleistung berücksichtigen keine Effizienzsteigerungen im Stromsektor. Im Rahmen dieses Szenarios wird, analog zur vorgeschlagenen Effizienzrichtlinie der EU, von einer Effizienzsteigerung ausgegangen, die zu einer jährlichen Reduktion des Strombedarfs von 1% führt. Dementsprechend würde sich der Strombedarf bis zum Jahr 2010 um 6% und bis zum Jahr 2020 um insgesamt 16% verringern. In der Konsequenz führt dies zu einer Verringerung der benötigten gesamten Kraftwerksleistung um ca. 6,5 GW bis 2010 und um ca. 17 GW bis 2020. Verringert man die für den Ersatz überalterter Kraftwerke benötigte Erzeugungsleistung um diese Beträge, so reduziert sich die Bandbreite der Kraftwerkseratzleistung auf ca. 23,5 bis 28,5 GW in 2010 und ca. 23 bis 48 GW im Jahr 2020.

Bedingung	Kraftwerkseratzbedarf bis 2010 in GW		Kraftwerkseratzbedarf bis 2020 in GW	
	von	bis	von	bis
Verharrung	30	35	40	65
1% Effizienzgewinn pro Jahr	23,5	28,5	23	48

Tabelle: Bandbreite des Kraftwerkseratzbedarfs in den Jahren 2010 und 2020 unter den Bedingungen eines unveränderten Strombedarfs und unter der Annahme einer jährlichen Reduktion um 1%.

Stellt man die durch Effizienzsteigerung verringerten Daten der benötigten Kraftwerkseratzleistung den entlang des Szenarios geschaffenen Erzeugungsleistungen gegenüber so zeigt sich, dass diese mit dem maximal benötigten Kraftwerkseratz Schritt halten kann und über den gesamten Zeitraum bis 2020 nur geringfügig unterhalb der Maximalabschätzung des Kraftwerkseratzbedarfs verläuft.

Wird der im zweiten Szenario aufgezeigte Verlauf des Ausbaus geothermischer Stromerzeugung unterstellt, so kann eine deutlich höhere Kraftwerkseratzleistung durch die Nutzung regenerativer Energien bereitgestellt werden. Für die geothermischen Kraftwerke wird ein Grundlastbetrieb mit einer jährlichen Vollaststundenzahl von etwa 7450 h/a angenommen. Daraus ergibt sich, dass die gesamte installierte Nennerzeugungskapazität (ca. 16 GW in 2020), wie bei konventionellen Kraftwerken auch, als anrechenbare Erzeugungsleistung für den Ersatz überalterter Kraftwerke angerechnet wird. Die sich daraus, gegenüber dem Szenario 1, ergebenden Veränderungen sind in Abbildung 1-23 dargestellt.

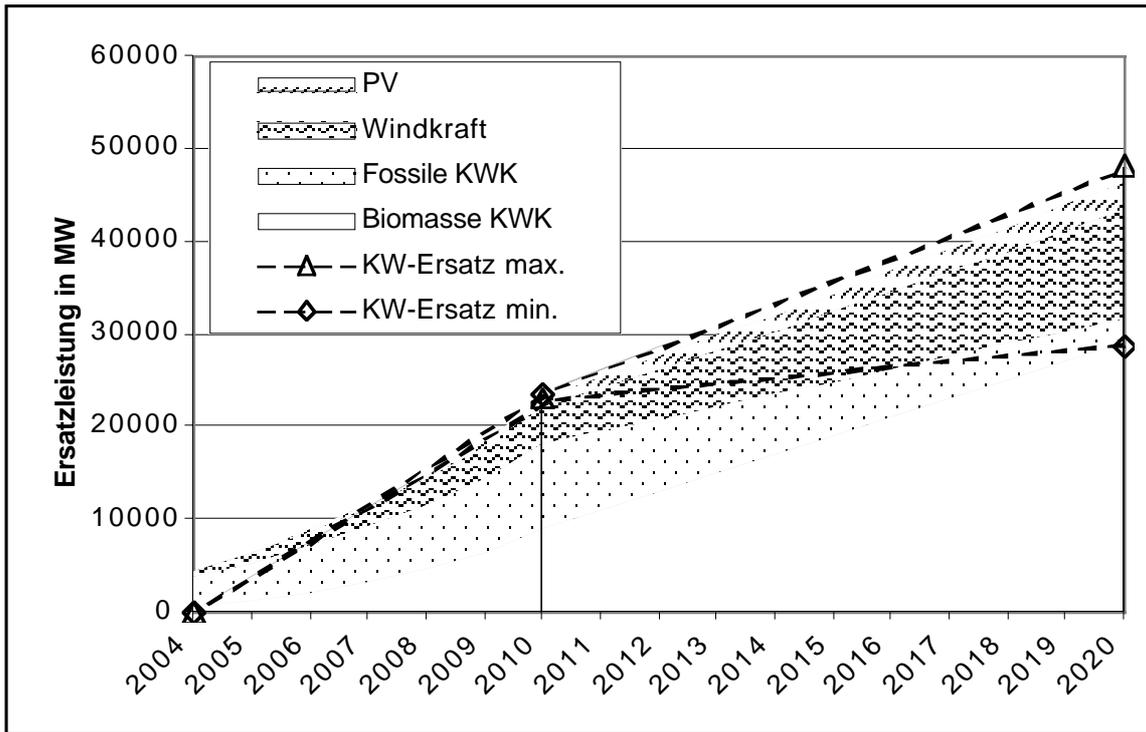


Abb. 1-22 : Gegenüberstellung der Aufbaulinie der Kraftwerksersatzleitung und der Entwicklung der benötigten Kraftwerksersatzleistung unter Berücksichtigung einer Verringerung des Strombedarfs um 1% p.a. durch Effizienzgewinne.

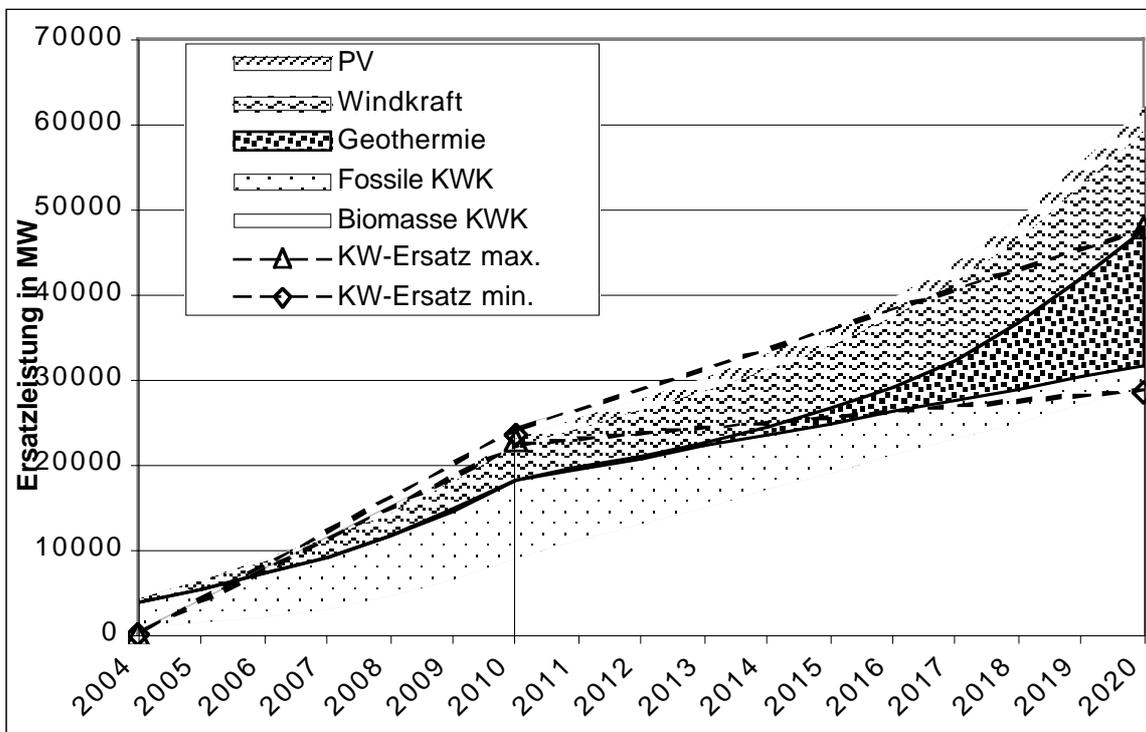


Abb. 1-23 :Erhöhung der durch EE gestellten Kraftwerksersatzkapazität bei einem forcierten Einstieg in die geothermische Stromerzeugung und die Entwicklung der benötigten Kraftwerksersatzleistung unter Berücksichtigung einer Verringerung des Strombedarfs um 1% p.a. durch Effizienzgewinne.

Durch einen forcierten Ausbau der geothermischen Stromerzeugung entsprechend dem hier dargestellten Szenario könnte der gesamte, bis 2020 anfallende Kraftwerkseratz durch erneuerbare Energien bereitgestellt werden (siehe Abbildung 1-11, unten). Selbst dann, wenn die hier unterstellten Effizienzgewinne nicht erschlossen würden, bzw. die Verschiebung des Endenergieverbrauchs zu einem höheren Stromanteil deutlicher ausfällt, als erwartet. Insgesamt können so bis 2020 etwa 62 GW Erzeugungsleistung neu aus erneuerbaren Energien bereitgestellt werden. Dies entspricht beinahe der in 2.3) auf Seite 7 beschriebenen Maximalabschätzung des Kraftwerkseratzbedarfs ohne Effizienzgewinne (ca. 65 GW).

Die hier gargelegten Entwicklungspfade sind optimistische, aber durchaus realisierbare Annahmen bezüglich des künftigen Ausbaus der erneuerbaren Energien in Deutschland. Die dargestellten Ziele können jedoch nur erreicht werden, wenn die notwendigen Rahmenbedingungen durch die Politik geschaffen, bzw. weiterentwickelt werden.

7 Zusammenfassung

Eine zukunftsfähige Energieversorgung Deutschlands kann nur auf Basis erneuerbarer Energien erfolgen. Die schon deutlich spürbaren Auswirkungen der anthropogenen Klimaveränderung und die Endlichkeit der fossilen Energieträger lassen nur wenig Spielraum für andere Entwicklungen offen. Der in nächster Zeit notwendige Kraftwerksersatzbedarf bietet die Möglichkeit ohnehin notwendige Investitionen im Energiesektor primär in den Ausbau erneuerbarer Energien zu lenken. Bessere fossile Kraftwerkstechnologie oder Technologien zur Abscheidung und Deponierung von Treibhausgasen mindern weder die Aufzehrung der fossilen Energieträger, noch können sie langfristig einen Beitrag zur Energieversorgung leisten. Sie binden aber Finanzmittel, die dann nicht für den Ausbau der erneuerbaren Energien zu Verfügung stehen.

Dazu müssen die erneuerbaren Energien:

- bevorzugt für den Ersatz überalterter Kraftwerke genutzt werden;
- breit diversifiziert und in einem ausgewogenen Technologiemark ausgebaut werden;
- möglichst Ressourcenschonend eingesetzt, d.h. die Verwendung von Biomasse und Geothermie muss bevorzugt in Kraft-Wärme-Kopplung ausgeführt werden;
- durch bestehende und noch zu schaffende Speichersysteme und verbesserte Steuerungssysteme und -technologien (z.B. Lastmanagement) unterstützt werden.

Gleichzeitig müssen deutliche Anstrengungen zur Verbesserung der Energieeffizienz stattfinden, da so eine Verringerung der neu zu schaffenden Stromerzeugungskapazitäten erzielt werden kann.

Der bisherige Ausbau der erneuerbaren Energien war stark auf die Windenergie fokussiert. Es ist jedoch absehbar, dass die heutigen Wachstumsraten der Windenergie langfristig nicht aufrecht zu erhalten sind. Sowohl die Photovoltaik, als auch die Nutzung der Biomasse blieben demgegenüber stark zurück. Die Nutzung geothermaler Energie für die Stromerzeugung blieb indes weitgehend unbeachtet, so dass das erste geothermische Kraftwerk Deutschlands erst im Jahr 2003 in Probebetrieb ging.

Zukünftig muss die Nutzung erneuerbarer Energien auf eine möglichst breite Basis gestellt werden, da nur ein ausgewogener Mix an Technologien und erneuerbaren Energielieferanten zu einem funktionsfähigen regenerativen Energieversorgungssystem führen kann. Ein besseres technologisches Gleichgewicht kann erreicht werden, wenn:

- im Bereich der Photovoltaik die Wachstumsraten der letzten Jahre über mindestens 6 Jahre hinweg stabilisiert werden;
- die Wachstumsdynamik der Biomassenutzung deutlich gesteigert und auf einem, schon vereinzelt gezeigten, Jahreswachstum von ca. 36% bis 2010 stabilisiert werden kann;
- die Nutzung der Geothermie für die Stromerzeugung zügig vorangebracht wird und in der Zeit von 2010 bis 2020 ein ähnliches Wachstum zeigt, wie das der Windenergie in den 1990er Jahren.

Eine, diesen Anforderungen genügende, Entwicklung wurde in zwei Szenarien für den Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2020 dargelegt. Die dort zu Grunde gelegten Wachstumsraten wurden aus den Wachstumsreihen der Vergangenheit entwickelt. Langfristig wurde für alle Technologien von einem Einschwenken auf ein lineares Wachstum und damit von rückläufigen Wachstumsraten

ausgegangen. Während das erste Szenario „Kraftwerkseratz durch EE und KWK“ die Entwicklung von Windenergie, Photovoltaik und Biomasse behandelt, wurde im zweiten Szenario auch die geothermische Stromerzeugung berücksichtigt. Die Ausbaupfade der verschiedenen Technologien sind aus Kapitel „Ansatz der Szenarienentwicklung und Zielwerte für 2010 und 2020“ auf Seite 39 und „Die Bedeutung der Szenarien hinsichtlich des Ersatzes überalterter Kraftwerke“ auf Seite 42 sowie aus Abbildung 1-22 und Abbildung 1-23 ersichtlich.

Die, entsprechend den Szenarien, geschaffenen regenerativen Stromerzeugungskapazitäten wurden in Bezug zum absehbar notwendigen Kraftwerkseratz bis 2020 gesetzt. Dabei wurde für die Photovoltaik und die Windenergie das Substitutionspotential für konventionelle Kraftwerksleistung berücksichtigt (sog. Kapazitätseffekt), und dementsprechend nur ein Teil der nominell installierten Leistung für den Kraftwerkseratz angerechnet.

Anhand der Szenarien kann gezeigt werden, dass der größte Teil der notwendigen Kraftwerkseratzleistung bis 2020 durch erneuerbare Energien bereitgestellt werden kann. Unter Berücksichtigung einer Energieeffizienz-Steigerung von 1% pro Jahr, so können Windenergie, Photovoltaik und Biomasse beinahe den gesamten maximal erwarteten Kraftwerkseratzbedarf leisten.

Geht man zusätzlich, analog zu Szenario Zwei, von einem forcierten Einstieg in die geothermische Stromerzeugung aus, kann bis 2020 eine regenerative Stromerzeugungsleistung geschaffen werden, die den reinen Ersatzbedarf übersteigt und so eine weitere Reduzierung der fossilen Stromerzeugung erlaubt.

Die hier vorgestellten Entwicklungspfade sind optimistische, aber durchaus realisierbare Annahmen bezüglich der möglichen zukünftigen Entwicklung der erneuerbaren Energie in Deutschland.

Eine solche Entwicklung ist unter den Bedingungen eines freien, politisch unbeeinflussten Marktes zumindest nicht innerhalb des hier aufgeszeigten Zeitrahmens zu erwarten, da Investitionsentscheidung eher zu Gunsten kurzfristiger Renditeerwartungen als zu Gunsten einer langfristig nachhaltigen Entwicklung ausfallen. Es wird Aufgabe der Politik sein über die notwendigen Maßnahmen zu entscheiden und die richtigen Rahmenbedingung zu schaffen um jetzt die sich bietende Chance zum Einstieg in eine zukunftsfähige Energiewirtschaft zu nutzen. Technologisch bedingte Hindernisse stehen dem kaum entgegen.

8 Literatur

- [AGFW; 2000]: ARBEITSGEMEINSCHAFT FERNWÄRME e.V. BEI DER VEREINIGUNG DEUTSCHER ELEKTRIZITÄTSWERKE, „Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbarer Energien“; 2000.
- [BMWA, 2003:] Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, „Energiedaten 2003“; 2003.
- [BMWT / DIW ; 2003]: Berechnungen des DIW auf Basis von Daten des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (2002), veröffentlicht in DIW-Wochenbericht 48/03; 2003; einsehbar im Internet unter: www.diw.de.
- [Energy Rich Japan;2003]: Institute for Sustainable Solutions and Innovations (ISuSI), EUtech, Institute for Sustainable Energy Policies (ISEP), Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie, „Energy Rich Japan“; 2003; in Internet abrufbar unter: www.energyrichjapan.info.
- [Giebel; 2003]: Gregor Giebel, „The State-Of-The-Art in Short-Term Prediction of Wind Power - A Literature Overview“, Risoe National Laboratory; 2003.
- [ISET; 2004] Nachrichtlich und Datenbereitstellung durch Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) in Kassel; 2004.
- [Krause / Bossel / Müller-Reißmann; 1980]: Krause / Bossel / Müller-Reißmann, „Energie-Wende Wachstum und Wohlstand ohne Öl und Uran“, S. Fischer Verlag, ISBN 3-10-007705-9, Frankfurt, Germany; 1980.
- [Lehmann, Reetz 1995] „Zukunftsenergien - Strategien einer neuen Energiepolitik“; Birkhäuser Verlag, Basel, Berlin, 1995
- [LTI; 1998]: The LTI-Research Group, „Long-term Integration of Renewable Energy Sources into the European Energy System“, ISBN 3-7908-1104-1; 1998.
- [Markewitz / Nollen / Polklas; 1998]: Peter Markewitz, Andreas Nollen (Forschungszentrum Jülich), Thomas Polklas Universität GH-Essen, „Die Altersstruktur und Fortschreibung des Kraftwerksbestandes in den alten Bundesländern, Veröffentlichung BWK 5/6 Mai/ Juni 1998; 1998.
- [Pfaffenberger; 2002]: Prof. Dr. Wolfgang Pfaffenberger (International University Bremen), „Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland zwischen Versorgungssicherheit, Umweltschutz und Wirtschaftlichkeit“, Universität Bremen; 2002.
- [Pfaffenberger / Hille; 2004] : Wolfgang Pfaffenberger, Maren Hille, „Investitionen im liberalisierten Energiemarkt: Optionen, Marktmechanismen, Rahmenbedingungen“, Bremer Energie Institut (BEI); 2004.
- [Quaschnig; 2000]: Volker Quaschnig, „Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert“; 2000].
- [Quaschnig; 2004]: Volker Quaschnig, 2004, unter: www.volker-quaschnig.de
- [Stratmann et al.; 1989]: Eckhard Stratmann, Luise Täubner, Manfred Busch, Winfried Damm, DIE GRÜNEN im Bundestag / AG Energie (Hrsg.), „Das Grüne Energiewende-Szenario 2010 - Sonne, Wind und Wasser“, Volksblatt Verlag, ISBN 3-923243-41-3, Köln, Germany; 1989

- [UBA / WI /DLR; 2002]: „Langfristszenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland“ des Wuppertal Instituts für Klima Umwelt Energie (WI) und des Instituts für Thermodynamik des DLR, im Auftrag des Umweltbundesamtes; 2002.
- [VDEW, 2003]: Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V (VDEW), „Erneuerbare Energien im Erzeugungs-Mix - Energie Kompakt, Fakten und Argumente für die Energiepolitik“, August 2003
- [VDEW; 2004]: Werner Brinker (Präsident VDEW), in www.netzzeitung.de, „Stromindustrie erwartet höhere Preise“, 15. Jan 2004; 2004.
- [VGB Power Tech e.V.; 2002]: Vortrag des Vorsitzenden des Vorstandes des VGB PowerTech e.V., „Rahmenbedingungen für die zukünftige Kohleverstromung in Deutschland“, auf dem zweiten Kongress: Zukunft der Kohle – Perspektiven moderner Energietechnologien; Berlin, 1. Juli 2002
- [Wagner / Brückl; 2003]: Prof. Dr.-Ing. U. Wagner, Dipl.-Ing. O. Brückl, „Erneuerbare Energien und die Zukunft der deutschen Energieversorgung“, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik an der TU München, Vortrag auf dem VRE-Symposium „Erneuerbare Energien zwischen Anspruch und Machbarkeit“, Berlin, 16. Oktober 2003; 2003.
- [Ziesing / Matthes; 2003] : Hans-Joachim Ziesing, Felix Christian Matthes, „Energiepolitik und Energiewirtschaft vor großen Herausforderungen“, „DIW-Wochenbericht 48/03; 2003.