Inhaltsverzeichnis

1 RAHMENBEDINGUNGEN UND ENTWICKLUNGSTRENDS ... 1

1.1 Methodisches Vorgehen der Beschreibung der Rahmenbedingungen ... 1

1.2 Klima- und energiepolitische Rahmenbedingungen ... 1

1.2.1 Relevante politische Entwicklungen in Europa ... 2
1.2.2 Klima- und energiepolitischen Rahmenbedingungen im globalen Kontext und für Europa ... 2
1.2.3 Weltenergienachfrage und Energiepreisentwicklung ... 5
1.2.4 Emissionszertifikate-Handel für Treibhausgase ... 11
1.2.5 Technologische Entwicklungsperspektiven ... 11

1.3 Ausgangsituation in Baden-Württemberg und Zielsetzung der Untersuchung ... 13

1.3.1 Eckdaten der Vergangenheitsentwicklung ... 13
1.3.2 Zielsetzungen der baden-württembergischen Energie- und Klimaschutzpolitik ... 17
1.3.3 Zielsetzung der Untersuchung und Vorgehensweise ... 19

2 ABLEITUNG ENERGIEBEDARFSBESTIMMENDER GRÖßEN ... 23

2.1 Zeitliche Entwicklung der wesentlichen energiebedarfsbestimmenden Größen ... 23

2.1.1 Bevölkerungsentwicklung in Baden-Württemberg bis 2050 ... 23
2.1.2 Gesamtwirtschaftliche Entwicklung ... 24
2.1.3 Annahmen zu den Veränderungen der Wohn- und Nutzflächen ... 27

2.2 Vergleiche und Einordnung ... 29

3 EFFIZIENZPOTENZIALE IN DEN NACHFRAGESEKTOREN ... 31

3.1 Struktur des Endenergieverbrauchs im Basisjahr 1999 ... 31

3.1.1 Endenergieverbrauch insgesamt ... 31
3.1.2 Fokus Stromverwendung ... 33
3.1.3 Nutzenergieverbrauch ... 34

3.2 Effizienz- und Substitutionspotenziale im Bereich der Stromnachfrage ... 35

3.2.1 Industrie ... 35
3.2.2 Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) ... 38
3.2.3 Private Haushalte ... 43

3.3 Effizienzpotenziale im Bereich der Wärmenachfrage ... 45

3.3.1 Industrie ... 45
3.3.2 Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) ... 51
3.3.3 Raumwärme und Warmwasser in Privaten Haushalten und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen ... 52

3.4 Bedarfsminderungspotenziale im Verkehr ... 56

3.5 Zukünftiger Strom- und Wärmebedarf in den Teilszenarien TREND, EFFIZIENZ und NACHHALTIGKEIT ... 59

3.5.1 Generelle Randbedingungen und Vorgehensweise ... 59
3.5.2 Zukünftiger Strombedarf ... 61
3.5.2.1 Strombedarf für Privathaushalte ... 61
3.5.2.2 Strombedarf in Gewerbe, Handel, Dienstleistungen ... 63
3.5.2.3 Strombedarf im Verarbeitenden Gewerbe ... 65

3.5.3 Zukünftiger Wärmebedarf ... 67
3.5.3.1 Wärmebedarf der privaten Haushalte ... 67
3.5.3.2 Wärmebedarf des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen ... 70
3.5.3.3 Wärmebedarf des Verarbeitenden Gewerbes ... 72
3.5.4 Der Energieverbrauch des Verkehrs ... 73
3.5.5 Die Energieverbräuche der Szenarien im Überblick ... 74

4 STRUKTUR DER STROMERZEUGUNG IN BADEN-WÜRTTEMBERG ... 85

4.1 Gesamtstruktur ... 85

4.2 Volkswirtschaftliche Bedeutung der Stromerzeugung in Baden-Württemberg ... 91
4.2.1 Stromerzeugung als Teil des Wirtschaftszweiges „Elektrizitätsversorgung“ ... 91
4.2.2 Ökonomische Bedeutung der Stromkosten für die Verbraucher ... 95
Haushalte ... 95
Landwirtschaft, Produzierendes Gewerbe und Dienstleistungen ... 95

4.3 Struktur der Kraft-Wärme-Kopplung ... 97
4.3.1 Derzeitige Struktur ... 97
4.3.2 Zeitliche Entwicklung der KWK und deren Einflussgrößen ... 100

4.4 Bisherige Entwicklung und heutige Struktur der regenerativen Energien ... 104

5 POTENZIALE DER BEREITSTELLUNG VON STROM UND WÄRME ... 109

5.1 Potenziale und Beiträge der Kraft-Wärme-Kopplung ... 109
5.1.1 Referenztechniken ... 109
5.1.2 Nutzungspotenziale der Kraft-Wärme-Kopplung ... 116
5.1.3 Teilszenarien für die Kraft-Wärme-Kopplung ... 123

5.2 Potenziale der Strom- und Wärmeerzeugung aus regenerativen Energien ... 128
5.2.1 Wasserkraft ... 128
5.2.1.1 Heutiger Status und Entwicklungspotenziale ... 128
5.2.1.2 Kosten und Kostensenkungspotenziale ... 129
5.2.1.3 Technische Potenziale und Angebotskurven der Wasserkraftnutzung ... 130
5.2.2 Windenergie ... 132
5.2.2.1 Heutiger Status und Entwicklungspotenziale ... 132
5.2.2.2 Kosten und Kostensenkungspotenziale ... 133
5.2.2.3 Technische Potenziale und Angebotskurven der Windenergienutzung ... 136
5.2.3 Photovoltaik ... 138
5.2.3.1 Heutiger Status und Entwicklungspotenziale ... 138
5.2.3.2 Kosten und Kostensenkungspotenziale ... 140
5.2.3.3 Technische Potenziale und Angebotskurven ... 143
5.2.4 Strom- und Wärmeerzeugung aus Biogas ... 145
5.2.4.1 Heutiger Status und Entwicklungspotenziale ... 145
5.2.4.2 Kosten und Kostensenkungspotenziale ... 146
5.2.4.3 Technisches Potenzial und Angebotskurven ... 147
5.2.5 Strom- und Wärmeerzeugung aus biogenen Festbrennstoffen ... 148
5.2.5.1 Biogene Brennstoffe und deren Kosten ... 148
5.2.5.2 Heutiger Status und Entwicklungspotenziale ... 149
5.2.5.3 Kosten und Kostensenkungspotenziale ... 150
5.2.5.4 Technische Potenziale und Angebotskurven ... 153
5.2.6 Solarthermische Kollektorsysteme ... 155
5.2.6.1 Heutiger Status und Entwicklungspotenziale ... 155
5.2.6.2 Kosten und Kostensenkungspotenziale ... 157
5.2.6.3 Technische Potenziale und Angebotskurven ... 159
5.2.7 Strom und Wärme aus Geothermie ... 160
5.2.7.1 Status und Entwicklungspotenziale ... 160
5.2.7.2 Kosten und Kostensenkungspotenziale ... 162
5.2.7.3 Technische Nutzungspotenziale und Angebotskurven ... 163

5.2.8 Solarthermische Kraftwerke und Stromimport ... 163
5.2.8.1 Status und Entwicklungspotenziale ... 163
5.2.8.2 Kosten und Kostensenkungspotenziale ... 165
5.2.8.3 Technische Nutzungspotenziale ... 167
5.2.9 Zusammenfassung der Kosten und Potenziale ... 168
5.2.9.1 Stromgestehungskosten und Kostenstruktur der technischen Potenziale ... 168
5.2.9.2 Wärmegestehungskosten und Kostenstruktur der technischen Potenziale ... 171
5.2.9.3 CO_2-Vermeidungskosten von strom- und wärmeerzeugenden REG -Anlagen ... 172
5.2.10 Teilszenarien des Ausbaus regenerativer Energien in Baden-Württemberg ... 173
5.3 Potenziale und Beiträge konventioneller Kraftwerke ... 180
5.3.1 Referenztechnologien für Steinkohle- und Erdgaskraftwerke. ... 180
5.3.2 Exkurs: Externe Kosten der Stromerzeugung ... 185
Das Konzept der externen Kosten ... 185
Quantifizierung und Bewertung von Umweltschäden. ... 186
Externe Kosten stromerzeugender Anlagen ... 187
5.3.3 Rahmenbedingungen für die Errichtung neuer und für die Leistungssteigerung bestehender fossiler Kraftwerke in Baden-Württemberg. ... 189
5.4 Stromaustausch und Möglichkeiten des Stromimports nach Deutschland und Baden- Württemberg ... 190

6 DIE ZUKÜNFTIGE STROMVERSORGUNG BADEN-WÜRTTEMBERGS ... 195

6.1 Szenarien der Stromversorgung bis 2050 ... 195
6.1.1 Synthese der Teilszenarien „Nachfrage“, „Kraft-Wärme-Kopplung“ und „Regenerative Energien“ ... 195
6.1.2 Primärenergiestruktur und CO_2 – Emissionen der Stromversorgung . 198
6.1.3 Kostenentwicklung der Stromerzeugung in den Szenarien ... 201
6.1.4 Kostenentwicklung bei den REG-Technologien und resultierende Differenzkosten ... 206
6.2 Der Beitrag des Wärmesektors zum Klimaschutz ... 210
6.2.1 Synthese der Teilszenarien „Energienachfrage“, „Kraft-Wärme-Kopplung“ und „Regenerative Energien“ im Wärmemarkt ... 210
6.2.2 Endenergiestruktur und CO_2-Emissionen der Wärmeerzeugung ... 214
6.2.3 Verknüpfung der Teilsegmente Wärmenachfrage, KWK und REG ... 216
6.2.4 Rolle der Einzelheizungen ... 217
6.2.5 Nah- und Fernwärmeversorgungen ... 218
Das Potenzial der Nah- und Fernwärme ... 218
Energiemix in den Nahwärmenetzen ... 220
Räumliche Gliederung der Wärmeversorgung ... 221
6.2.6 Kosten der Wärmebereitstellung und Wärmedämmung ... 223
6.3 Die Bedeutung des Verkehrssektors für den Klimaschutz ... 226

7 BILANZ UND AUSWIRKUNGEN DER SZENARIEN ... 229

7.1 Energiestruktur, Klimagasemissionen und ökologische Auswirkungen ... 229
7.1.1 End- und Primärenergiebilanzen ... 229
7.1.2 Verlauf der gesamten CO_2-Emissionen in den Szenarien ... 232

7.1.3 Weitere ökologische Wirkungen eines forcierten Ausbaus regenerativer Energien ... 236
7.1.3.1 Nettoentlastung an Treibhausgasen beim Einsatz von REG- Anlagen ... 236
7.1.3.2 Erforderliche Materialmengen für den Ausbau der REG- Anlagen ... 237
7.1.3.3 Flächeninanspruchnahme durch REG - Anlagen ... 239
7.2 Ökonomische Wirkungen der Szenarien im Vergleich ... 240
7.2.1 „Traditionelle“ ökonomische Wirkungen ... 240
7.2.1.1 Überblick über gesamtwirtschaftlich bedeutsame Szenarioergebnisse im Strombereich ... 241
7.2.1.2 Wirkung auf die Indikatoren Wertschöpfung und Erwerbstätigkeit ... 245
7.2.1.3 Variation der Annahmen ... 249
7.2.2 Zur gegenwärtigen und zukünftigen Bedeutung von Produzenten neuer Energietechnologien in Baden-Württemberg ... 250
7.2.2.1 Rahmenbedingungen für Produzenten neuer Energietechnologien ... 251
7.2.2.2 Chancen von Produzenten neuer Energietechnologien in Baden-Württemberg ... 256
7.2.3 Fazit ... 258

8 UMSETZUNGSSTRATEGIEN UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN ... 261

8.1 Effizienztechnologien bzw. Energieeinsparung ... 261
8.1.1 Allgemeines zu Hemmnissen und Maßnahmen ... 261
8.1.2 Überblick über existierende Maßnahmen auf Bundesebene ... 261
8.1.3 Maßnahmen in Baden-Württemberg ... 263
8.1.4 Zielgruppenspezifische Maßnahmenvorschläge ... 264
8.1.5 Maßnahmenvorschläge für landeseigene Einrichtungen ... 268
8.2 Kraft-Wärme-Kopplung ... 268
8.2.1 Bestehende Hemmnisse, die einen weiteren Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung erschweren ... 268
8.2.2 Handlungsempfehlungen ... 270
8.3 Regenerative Energien ... 274
8.3.1 Generelle Hemmnisse und Einführungsprobleme ... 274
8.3.2 Wirkung von Hemmnissen auf ausgewählte REG-Technologien ... 276
8.3.2.1 Windenergie ... 276
8.3.2.2 Photovoltaik ... 277
8.3.2.3 Solarthermische Kollektoren ... 278
8.3.2.4 Biogas ... 278
8.3.2.5 Biomasse ... 279
8.3.3 Wirksamkeit bisheriger Maßnahmen zum Hemmnisabbau ... 280
8.3.4 Ausgewählter Problemfelder einer beschleunigten Ausweitung der Nutzung von REG ... 282
8.3.5 Resultierende Anforderungen an eine wirksame Förderung von REG 289
8.3.6 Erforderlicher monetärer Beitrag des Landes zu einem Förderkonzept für REG und innovative KWK-Anlagen ... 290
8.3.7 REG und Nahwärme im Wärmemarkt ... 293

9 LITERATUR ... 299

10 ANHANG

1 Rahmenbedingungen und Entwicklungstrends

Ziel dieses Kapitels ist es, die Rahmenbedingungen der energiewirtschaftlichen Entwicklung in Baden-Württemberg für einen so extrem langen Zeitraum wie ein halbes Jahrhundert zu skizzieren. Wenn dies von einem wissenschaftlichen Team erwartet wird, ist es zum besseren Verständnis des Lesers über dieses Wagnis erforderlich, einiges zum methodischen Vorgehen der inhaltlichen und quantitativen Aussagen voranzustellen. Denn insbesondere in gesellschaftlich und verhaltensbeeinflussten Bereichen, wie es die Energienutzung darstellt, ist ihre zukünftige Entwicklung sehr offen und wissenschaftlich nicht deduzierbar [Popper 1970]. Manche sprechen deshalb abschätzig von „reinen Hypothesen“ derartiger Zukunftsbetrachtungen. Vielfach sind es die gleichen Personen, die über langfristige Investitionen der Verkehrsinfrastruktur, in Großkraftwerke, in technologische Neuentwicklungen u.a. entscheiden müssen. Implizit und häufig unbewusst gehen alle von derartigen langfristigen Entscheidungen betroffenen Personen von Zukunftsbildern und Hypothesen über die Zukunft aus. Im folgenden wird ein derartiges Zukunftsbild offen und transparent dargelegt, um es der öffentlichen und wissenschaftlichen Diskussion auszusetzen.

1.1 Methodisches Vorgehen der Beschreibung der Rahmenbedingungen

Die Definition von Rahmenbedingungen und die Beschreibung ihrer möglichen Entwicklung für eine vorgegebene Zeitperiode ist aus wissenschaftlicher Sicht der Versuch, an als geeignet erscheinender Stelle den regressus ad infinitum, den wissenschaftlichen Beleg, abzuschneiden. An Stelle der kognitiven Deduktion stellt der Prognostiker die plausible Annahme zu möglichen Entwicklungen einzelner ausgewählter Einflussfaktoren (*Präszenarien*) und versucht, denkbare Entwicklungen der Einzeleinflussfaktoren miteinander so zu einem Zukunftsbild (*Szenario*) zu kombinieren, dass sie nach dem heutigen Stand der Erkenntnis nicht widersprüchlich, sondern in sich konsistent erscheinen. Dieses methodische Vorgehen wurde Mitte der 70er-Jahre entwickelt [Battelle, ISI 1976] und hat seit dieser Zeit eher eine Verwässerung (und eine weite Inflationierung des Begriffes Szenario) erfahren, denn einen methodischen Fortschritt.

In dieser Arbeit wird das methodische Vorgehen in dem oben beschriebenen Verfahren und der wissenschaftlichen Konzeption aus Zeitgründen auf die Entwicklung *eines Referenz-Szenarios* beschränkt. Dieses ist als „exploratives Szenario“ zu verstehen ist, d.h. es werden keine Zielwerte irgendwelcher Variablen für das Jahr 2050 vorgegeben. Anschließend werden technisch orientierte Varianten des Referenz-Szenarios im eigentlichen *Gegenstandsbereich der Analyse*, nämlich der Energienutzung und -wandlung in Baden-Württemberg, berechnet, die einen zielorientierten Charakter haben (z.B. eine Reduktion der energiebedingten Treibhausgasemissionen in Baden-Württemberg um einen vorgegebenen Zielwert, der einer 80 %igen Reduktion für Westeuropa im Jahre 2050 gegenüber 1990 entspricht). Auf der Basis der so ermittelten Szenarioergebnisse werden diejenigen Maßnahmen erörtert, die geeignet scheinen, die vorgegebenen Ziele zeitgerecht zu erreichen. Auch die mit der Verwirklichung der Ziele verbundenen Wirkungen werden diskutiert. Daraus werden Handlungsempfehlungen für den Auftraggeber abgeleitet; Eingriffstiefe und Umsetzungsintensität der Maßnahmen hängen von den gewählten Zielsetzungen ab.

1.2 Klima- und energiepolitische Rahmenbedingungen

Aus der Fülle der möglichen äußeren Einflussfaktoren auf die zukünftige Energieanwendung in Baden-Württemberg werden folgende als wichtig ausgewählt:

- Die politischen Entwicklungen in Europa, mit speziellem Fokus auf die energie- und klimapolitischen Aspekte (vgl. Abschnitt 1.2.1),
- die Entwicklung der klimapolitischen Rahmenbedingungen im globalen Kontext und für Europa und Baden-Württemberg (vgl. Abschnitt 1.2.2),
- die Entwicklung der Energieimportpreise für Erdöl, Naturgas und Steinkohle als Ergebnis der Weltenergienachfrage und -produktion sowie klimapolitischer Entscheidungen (vgl. Abschnitt 1.2.3),
- die allgemeinen technologischen Entwicklungen mit ihren wesentlichen technischen Innovationen, die für die Energieanwendung von Bedeutung sein könnten (vgl. Abschnitt 1.2.4).

Andere Politik- und Einflussbereiche auf nationaler oder EU-Ebene, die für die Entwicklung der Wirtschaft, der Wirtschaftsstruktur, der Erwerbsfähigen und der Bevölkerung von Baden-Württemberg von Bedeutung sind, werden direkt in Kapitel 2 behandelt.

1.2.1 Relevante politische Entwicklungen in Europa

Aus der EU-15 der Jahrtausendwende wird, so hier die Annahme, bis zum Jahr 2020 eine EU von etwa 27 bis 30 Staaten (einschließlich Schweiz, Norwegen, die baltischen Staaten, Polen, Ungarn, die Tschechei, Slowakei, Slowenien, Kroatien, Rumänien, Bulgarien und die Türkei). Die osteuropäischen Staaten und die übrigen ehemaligen Teile Jugoslawiens sind assoziiert. Bis 2050 sind dann alle zentral- und osteuropäischen Staaten in der EU integriert. Ob diese dann ein Staatenbund oder ein Bundesstaat bildet, spielt für die Energie- und Klimapolitik keine Rolle, weil davon ausgegangen wird, dass die rahmengesetzgebende Kompetenz im Bereich Energie, Umwelt und Klima bei der EU liegt.

Dieser These liegen folgende Plausibilitätsüberlegungen zugrunde: 1949 war Westeuropa eine Ansammlung von Nationalstaaten und der eiserne Vorhang angelegt, Anfang der 50er-Jahre realisiert zu werden. Binnen 50 Jahren einigte man sich innerhalb der EU-15 auf viele Rahmengesetzgebungskompetenzen bei der EU und auf eine Eurozone von 10 EU-Ländern. In der Klimapolitik tritt die EU-15 seit Kyoto mit einer Stimme auf. Die jetzige EU hat Sogwirkung auf alle noch nicht der EU angehörenden west- und osteuropäischen Länder. Auch wenn es Rückschläge bei dem zukünftig unterstellten Integrationsprozess aus finanziellen und Politikinteressen geben wird, so ist der Integrationsprozess – auch aus Machtbalancegründen zu Nordamerika (NAFTA), China und Indien – nicht mehr aufzuhalten (Referenzentwicklung). Die Vereinheitlichung der Energie-, Umwelt- und Klimapolitik ist aus Gründen des internen Marktes mit gleichen ressourcenpolitischen Rahmenbedingungen notwendig und in der Energy Charta bereits angelegt, auch wenn in 2001 noch nicht ratifiziert.

1.2.2 Klima- und energiepolitischen Rahmenbedingungen im globalen Kontext und für Europa

Bis zum Jahr 2020 ist man in den internationalen Vereinbarungen so weit – so die Annahme – dass man eine Sättigungskonzentration der Treibhausgase für das Ende des 21. Jahrhunderts festlegen muss und sich nicht mehr auf Emissionsziele jahresbezogener Emissionen festlegt (wie noch im Protokoll von Kyoto). Mit diesem Stabilitätsziel – hier angenommen mit 500 ppm CO_2 und 550 ppm CO_2-Äquivalent – werden dann im Laufe der Jahre 2020-2050 Pro-Kopf-Emissionszertifikate für den Zeitraum 1990-2100 für einzelne Staaten bzw. Staatenbündnisse verhandelt. Der Pro-Kopf-Ansatz regelt schrumpfende und schnell wachsende Bevölkerungen oder Migrationen ohne die Notwendigkeit, Emissionsziele neu zu verhandeln.

Über den Reduktionspfad binnen der verbleibenden 100 Jahre entscheidet jeder Staat oder Staatenbund selbst, muss aber gewisse Mindestziele je Dekade erreichen.

Auf der Basis der jüngsten IPCC-Szenarien wird von einer maximalen global zulässigen Emissionsmenge an Treibhausgasen für die Periode 1990-2100 von 3000 bis 3500 Mrd. t CO_2 ausgegangen. Diese Emissionsmenge beeinflusst die atmosphärische THG-Konzentration maßgeblich, die wegen der langen Verweilzeiten von CO_2 im Wesentlichen durch die CO_2-Emissionen bestimmt wird. Für 2020 wird bei einer Bevölkerung von 7,67 Mrd. Menschen eine kumulierte CO_2-Emissionsmenge von 800 Mrd. t ausgewiesen (d.h. jahresdurchschnittlich in dieser Periode 27 Mrd. t CO_2) und bis 2050 bei einer Weltbevölkerung von 9,3 Mrd. Menschen eine Menge von 1950 Mrd. t CO_2 (oder jahresdurchschnittlich in dieser zweiten Periode 38,3 Mrd. t CO_2). Mit der Annahme einer aus Gleichheitsgründen gleichen Verteilung der THG-Emissionszertifikate und einem Aufwuchs der Weltbevölkerung auf 12 Mrd. Menschen bis 2100 ergäbe sich rein rechnerisch eine Pro-Kopf-Emissionserlaubnis von 250-290 t CO_2 pro Kopf in der Gesamtperiode (bzw. 2,3 bis 2,7 t CO_2-Äquivalent pro Jahr). Unter der Annahme, dass bis 2050 56 % bis 65 % der zulässigen TGH-Mengen emittiert werden und die Weltbevölkerung 9,3 Mrd. Menschen hätte [UNO 2001], wären die o.g. Werte bei 210 t CO_2 pro Kopf für die Periode bis 2050 (bzw. 3,5 t CO_2 pro Jahr und Kopf). Die unterstellte Gleichbehandlung für alle auf dem Globus lebenden Menschen in dieser Periode wird allerdings zu Ausgleichsmechanismen führen, weil die Ungleichverteilung heute (zwischen 20 t CO_2/cap.a in den USA, 7,7 t CO_2/cap.a. in Baden Württemberg und unter 1 t CO_2/cap.a in vielen Entwicklungsländern) zu groß ist und man von Verhandlungsprozessen zugunsten der heutigen Industrieländer ausgehen kann. Für die heutigen Annex-B-Länder wird deshalb eine mittlere THG-Emissionserlaubnis von 350 t/CO_2 in der Periode 1990-2050 unterstellt (bzw. 5,8 t CO_2 pro Kopf und Jahr). Baden-Württemberg hat beispielsweise in den 90er-Jahren bereits 70 t CO_2 pro Kopf emittiert.

Übernimmt man diesen Zielsetzungswert für Deutschland, so bleibt zu fragen, ob dieser unmittelbar auch für Baden-Württemberg als sinnvolle Zielgröße für 2050 anzusetzen ist. Falls bis 2020 oder 2050 signifikante Standortunterschiede von THG-Emittenden zu beobachten sind (z.B. Rohstahlproduktion mit Hochofenlinien in NRW; Braunkohleverstromung in den zwei ostdeutschen Ländern) wäre eine Differenzierung nach Bundesländern gerechtfertigt.

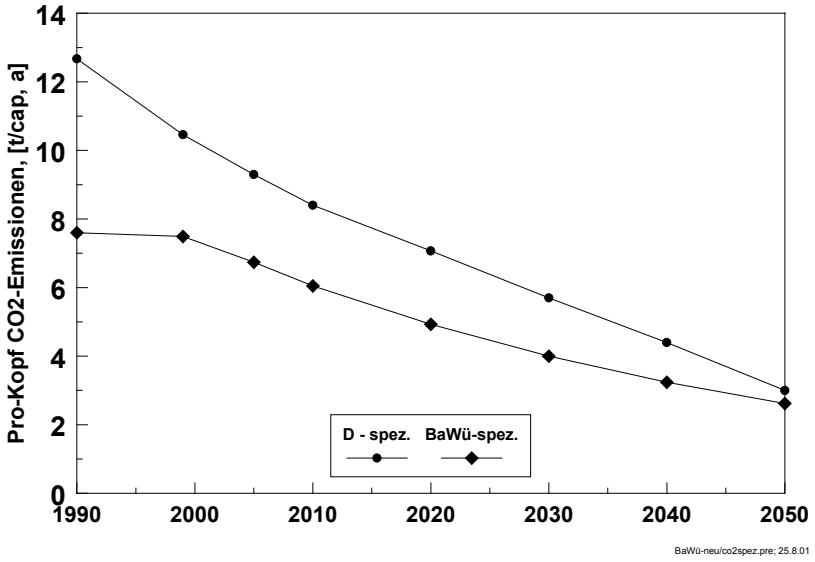


Abbildung 1.1: Entwicklung der Pro-Kopf-CO_2-Emissionen für Deutschland und Baden-Württemberg, 1990-2050

Aufgrund dieser Unterschiede wird unterstellt, dass Baden-Württemberg die Pro-Kopf-Emissionserlaubnis um etwa 10 % gegenüber dem Wert für Gesamtdeutschland am Ende der Periode unterschreiten muss (vgl. **Abbildung 1.1**). **Die maximale Emissionsmenge 1990-2050 läge somit bei ca. 320 t CO_2 pro Kopf oder durchschnittlich 5,3 t CO_2 pro Kopf und Jahr**. Unterstellt man zunächst eine lineare Reduktion der Pro-Kopf-Emissionen, so reduziert sich der Wert von 1990 mit 7,6 t CO_2/cap. auf 4,9 t CO_2/cap. in 2020 (vgl. **Tabelle 1.1**). Mit Annahmen zur Wohnbevölkerung (vgl. Kapitel 1.3) ergeben sich dann bei linearer Reduktion der Emissionen eine Verminderung der CO_2-Emissionen von 74,4 Mio. t im Jahre 1990 auf 52 Mio. t im Jahre 2020 und 25 Mio. t im Jahre 2050. Absolut bedeutet dies eine CO_2-Minderung um 66 % in der betrachteten Periode für Baden-Württemberg (ebenso pro Kopf, weil von einer nahezu konstanten Wohnbevölkerung ausgegangen wird; vgl. Tabelle 1.1). Für Deutschland bedeuten diese Annahmen eine CO_2-Minderung von 80 % zwischen 1990 und 2050 sowie um 76 % auf Pro-Kopf-Basis.

Tabelle 1.1: Zielvorgaben für die Reduktion von CO_2-Emissionen in Deutschland und Baden-Württemberg, 1990-2050

Jahr	CO_2-D, Mio t/a	Einwohner D; Mio.	Pro-Kopf-Emiss. D, t/a	CO_2-BW Mio t/a	Einwohner BW, Mio.	Pro-Kopf-Emiss BW, t/a
1990	1014	80,0	12,67	74,4	9,822	7,57
1999	859	82,1	10,46	77,4	10,470	7,49
2005	760	82,2	9,24	71	10,530	6,74
2010	690	82,1	8,40	64	10,583	6,05
2020	570	80,6	7,07	52	10,558	4,92
2030	450	77,9	5,78	41	10,382	3,95
2040	320	73,3	4,37	32	10,024	3,20
2050	205	67,8	3,00	25	9,542	2,65

Mit diesen Annahmen müsste Baden-Württemberg, bezogen auf 1999, knapp 70 % der CO_2-Emissionen reduzieren. Bis etwa 2010 entspricht die unterstellte Reduktion auch den Vorgaben des Umweltplanes Baden-Württemberg (vgl. **Abbildung 1.2**).

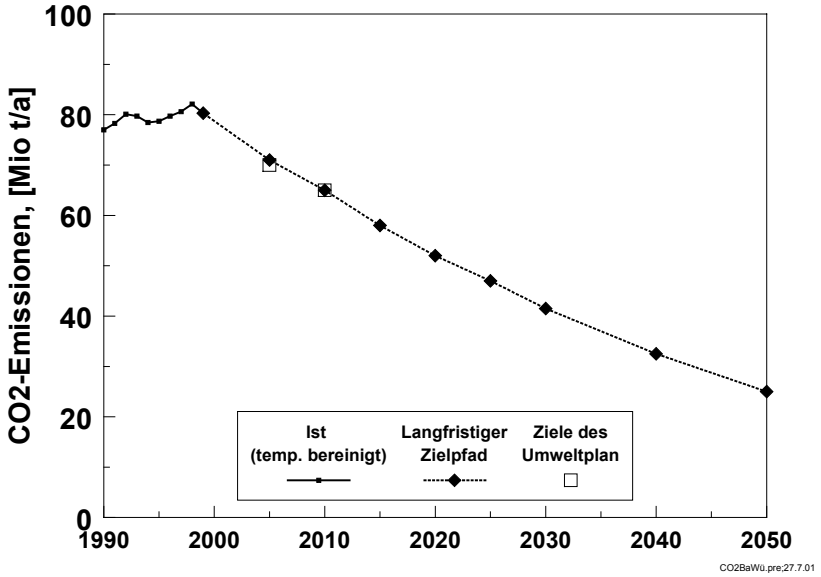


Abbildung 1.2: Entwicklung der temperaturbereinigten CO_2-Emissionen in Baden-Württemberg seit 1990, Eckpunkte des Umweltplans (2005, 2010) und Referenz-Zielpfad bis 2050

1.2.3 Weltenergienachfrage und Energiepreisentwicklung

Da die Preisentwicklung des Erdöls als Preisführer auch in den kommenden 10 bis 20 Jahren die Preise der anderen fossilen Energieträger auf den Weltmärkten entscheidend beeinflussen wird und damit auch indirekt die Wettbewerbsfähigkeit der Nutzung der erneuerbaren Energien sowie die Rentabilität von Energieeffizienz-Investitionen, sind diese Preisentwicklungen für die Umwelt- und Klimapolitik in Baden-Württemberg (und Europa) eine weiterhin entscheidende Rahmenbedingung. Zugleich haben die langfristigen Veränderungen in der weltweiten Primärenergienachfrage einen Einfluss auf diese Preisentwicklung sowie auf die Entwicklung der energiebedingten Treibhausgasemissionen.

Beim Vergleich von vier aktuellen Studien mit Status-Quo-Politik-Projektionen zur Weltenergienachfrage und den CO_2-Emissionen (Internationale Energieagentur [IEA 2000]; Department of Energy der USA [DOE-EIA 2000]; Weltenergierat [WEC-IIASA 1998] und die POLES-Prognose („Prospective Outlook on Long-term Energy Systems“) des Energiewirtschaftlichen Instituts in Grenoble [Criqui et al. 1999]) zeigen sich im Trend große Ähnlichkeiten, in den Einzelergebnissen jedoch zahlreiche Unterschiede. Demnach bewegt sich die weltweite Energienachfrage für das Jahr 2020 zwischen 580 und 670 EJ (vgl. **Tabelle 1.2**), und die weltweiten (energiebedingten) CO_2-Emissionen für das Jahr 2020 liegen zwischen 34 Mrd. t und 39,5 Mrd. t (1990: 21,3 Mrd. t). Dies entspricht einer Steigerung zwischen 36 und 45 % in 20 Jahren, wenn die Energie- und Klimapolitik nicht eingreifen würde.[1]

Trotz eines leicht ansteigenden Ölpreises dürfte Erdöl auch im Jahr 2020 immer noch ein Drittel der gesamten Energienachfrage ausmachen, in erster Linie aufgrund der hohen Nachfrage des Transportsektors. Kohle und Erdgas würden jeweils zu etwa einem Viertel zur Bedarfsdeckung beitragen (leicht steigender Anteil im Gegensatz zum Jahrhunderttrend), während der Anteil von erneuerbaren Energien etwa 6 % und der Anteil von Atomenergie zwischen 4 und 5 % betragen würde, wenn man Untätigkeit der Politik, wie in diesen Trend-Szenarien gemacht, weltweit unterstellt.

Tabelle 1.2: Vergleich von vier Status-Quo-Prognosen zur Weltenergienachfrage und den CO_2-Emissionen bis zum Jahr 2020

	POLES	IEA	DOE	WEC
Bevölkerung (Mrd.)	7.9	7.4	7.5	7.9
BSP/Kopf (in US-$)	8 862	9 094	7 186	7 172
BSP (Bio. US-$ 1990)	69.9	67.3	53.9	56.8
Energieintensität (toe/BSP)	213	215		271
Kohlenstoff-intensität (tC/toe)	0.73	0.75	0.65	0.65
Ölpreis (US-$/Barrel 1998)	24	27	22	
Primärenergienachfrage:				
Insgesamt (EJ)	620	574	641	645
Kohle	167	140	163	180
Erdöl	222	230	225	188
Erdgas	163	149	182	142
Atomenergie	29	26	21	25
Wasserkraft+Erneuerbare	38	29	50	109
CO_2-Emissionen (Mrd. t)	39.5	36.7	36.7	36.3

Quellen: Criqui et al. 1999; DOE-EIA 2000; IEA 2000; WEC-IIASA 1998

[1] Die im Jahr 2000 neu aufgelegten Prognosen vom DOE und der IEA berücksichtigen die deutlich nach oben abweichenden Veränderungen in den kurzfristigen Erwartungen des Ölpreises insofern, als von einer rascheren wirtschaftlichen Erholung in Russland ausgegangen wird.

Demnach würde der Anteil der fossilen Energieträger am weltweiten Primärenergiebedarf im Jahr 2020 weiterhin über 80 % betragen und den genannten Anstieg der CO_2-Emissionen verursachen. Regional ergeben sich allerdings deutliche Unterschiede in der Emissionsentwicklung: Während in den Ländern Mittel- und Osteuropas sowie in den Nachfolgestaaten der ehemaligen Sowjetunion die CO_2-Emissionen im Jahr 2010 immer noch deutlich unter dem Niveau von 1990 liegen dürften ("hot air"), wird für die aufstrebenden Staaten Asiens, insbesondere die weiterhin intensiv kohlenutzenden Staaten Indien und China, ein Anstieg der CO_2-Emissionen im gleichen Zeitraum um mehr als das Doppelte erwartet.

Die im Jahre 2000 relativ hohen Öl-Weltmarktpreise (um 30 $/barrel) könnten seitens der Politik dahingehend interpretiert werden, dass die Ölpreise nach 15 Jahren relativ stabiler Preise zwischen 17 und 25 $/barrel mit einiger Wahrscheinlichkeit einen neuen Aufwärtstrend des Öl-Preisniveaus signalisieren. Es gibt sogar Stimmen, die von einer weiteren Preissteigerung im jetzigen Jahrzehnt ausgehen [Campbell und Laherrère 1995], weil die weltweite Produktionsspitze (mid depletion point) wegen beginnender Erschöpfung der konventionellen Erdölressourcen der konventionellen Erdölförderung in diesem Jahrzehnt von den Autoren erwartet wird. Dies würde im Sinne einer Umwelt- und Klimapolitik willkommen sein, denn es würden dadurch weitere wirtschaftliche Potenziale der rationellen Energieanwendung und der erneuerbaren Energien eröffnet.

Allerdings kommen nüchterne Analysen zu dem Ergebnis, dass trotz der Tatsache, dass in den letzten 20 Jahren nicht mehr sichere Erdölreserven gefunden wurden als auch Erdöl produziert wurde, die Einschätzungen von Petro-Consultants zwei wichtige Einflussfaktoren nicht hinreichend würdigen: Es gibt erhebliche Vorräte nicht-konventionellen Öls in Form von Ölschiefer und Teersanden, die ab einem Preis von 25 bis 30 $/barrel kostendeckend zu fördern sind, und es gibt technische Verbesserungsmöglichkeiten der Erdölförderung zu Gesamtförderkosten unter 20 $/barrel, um den Entölungsgrad der fördernden Lagerstätten von derzeit rund 30 bis 35 % auf ca. 50 bis 60 % durch entsprechende Verfahren zu erhöhen [Bartsch/Müller 2000].

Wenn derzeit die Grenzkosten der Ölförderung bei etwa 10 bis 12 $ je barrel in der Nordsee und bei 2 bis 3 $ je barrel in Saudi-Arabien liegen und wenn die OPEC selbst einen Preis von 25 bis 28 $ je barrel anstrebt (SZ v. 8.1.2001), dann liegt es nahe, die hohen Preisprojektionen für das kommende Jahrzehnt seitens Petro-Consultants kritisch zu hinterfragen. Denn die Preisfluktuationen des Ölpreises zwischen 10 $/b im Februar 1999 und über 30 $/b sind nach Einschätzung der Gutachter im Wesentlichen auf die unerwarteten wirtschaftlichen Zusammenbrüche in Süd-Ost-Asien und Lateinamerika in 1997/1998 (Erdölüberproduktion 1998: 126 Mio t (3,7 %)) und die unerwartet schnelle Erholung dieser Weltregionen im Jahre 2000 (Erdölunterproduktion 1999: 14 Mio. t (0,4 %)) sowie auf ein unerwartetes Hortungsverhalten der PkW-Besitzer in den Industriestaaten zurückzuführen, die ihre Tanks aus Versorgungsängsten permanent aufgefüllt hielten (sonst durchschnittlich zu 50 %).

Zu vergleichbaren Resultaten eines sich auf dem Niveau von 25 bis 30 $/b einstellenden Erdölpreises kommt auch das CNRS-Institut in Grenoble, das seit vielen Jahren sehr sorgfältige Analysen zum Weltenergiebedarf und den Produktionsmöglichkeiten für Erdöl und Erdgas macht [IEPE 1999]. Diese Einschätzungen zur Preisentwicklung werden auch durch Äußerungen der Mineralölwirtschaft mit folgenden Hauptargumenten (außer den beiden o.g. Optionen "weitere Fortschritte im Entölungsgrad" und "beginnender Abbau unkonventioneller Lagerstätten ab 25 $/b") bestätigt:

- weitere Kostensenkungen bei schwierig zu fördernden Lagerstätten, z.B. off shore oder in anderen schwer zugänglichen Gebieten,

- beginnender Abbau unkonventioneller Öllagerstätten, u.a. zur Begrenzung der Abhängigkeit von Importen aus OPEC-Staaten (s.u.), im Laufe dieses Jahrzehnts z.B. in Kanada,

- offenere Investitionspolitik der ölbesitzenden Staaten für ausländische Investoren und vielleicht etwas geringere spezifische, aber gesicherte Einnahmen aus den Royalties der Erdölförderung; denn von diesen Einnahmen sind die meisten der ölfördernden Staaten sehr abhängig [Bartsch/Müller 2000, S.38-39].

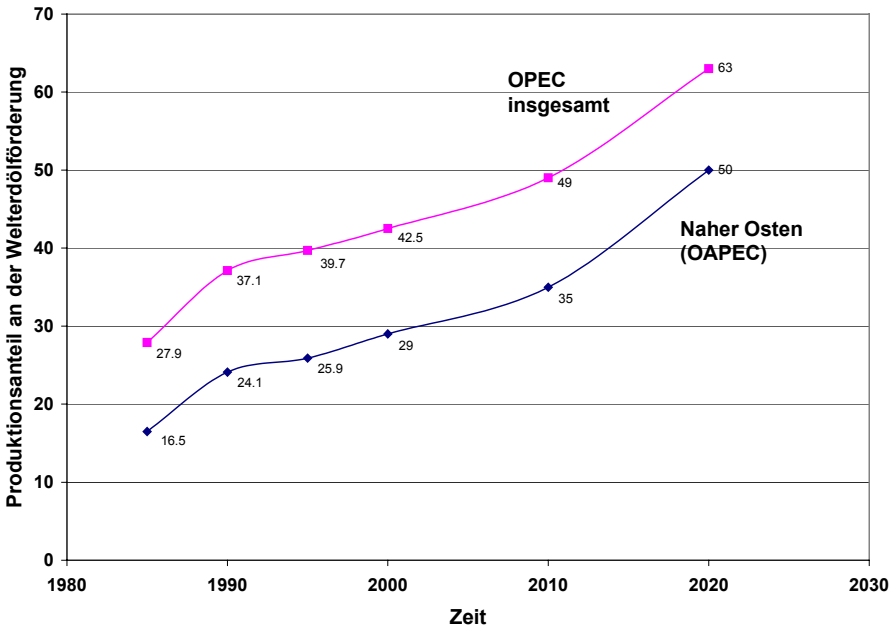
Aufgrund dieser Überlegungen und Sachverhalte wurden zwei Preisvarianten zusammengestellt. Demnach würde der Erdölpreis auf dem Weltmarkt bis zum Jahre 2020 relativ moderat in beiden Varianten steigen und erst anschließend etwas zügiger, insbesondere in der oberen Variante (vgl. **Tabelle 1.3**). Die Autoren halten die untere Preisvariante aus verschiedenen Gründen für wahrscheinlicher, u.a. wegen der geringeren Energienachfrage der Annex-B-Staaten als Konsequenz der Kyoto-Vereinbarungen für das erste Jahrzehnt und den weiteren Klimaverhandlungsprozess, in den zunehmend auch heutige Schwellenländer wie Mexiko, Indien und China durch Verpflichtungen eingebunden würden und ihren Energiebedarf relativ gegenüber dem Trend senken werden. Insofern sind auch die Weltenergiebedarfsschätzungen in Tabelle 1.2 als zu hoch einzuschätzen.

Tabelle 1.3: Entwicklung der Importpreise für Primärenergieträger (ohne Abgaben und Steuern)

Obere Preisvariante in Preisen von 1998	1998	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Rohöl fob in $/b	12,7	28,2	27	30	32	35	39	43	50	57
Rohöl Einfuhrpreise, cif DM/GJ	4,07	9,05	8,25	9,00	9,50	10,50	11,60	12,80	14,80	17,00
Erdgas, Importpreis DM/GJ	3,55	6,30	7,20	7,85	8,65	9,60	10,75	12,05	14,10	16,35
Steinkohle, Importpreis DM/GJ	2,41	2,70	3,25	3,60	3,90	4,05	4,20	4,40	4,80	5,30

Untere Preisvariante in Preisen von 1998	1998	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Rohöl fob in $/b	12,7	28,2	22	24	25	26	28	30	33	37
Rohöl Einfuhrpreise, cif DM/GJ	4,07	9,05	6,70	7,30	7,60	7,85	8,45	9,00	9,90	11,00
Erdgas, Importpreis DM/GJ	3,55	6,30	5,85	6,35	6,90	7,20	7,80	8,30	9,40	10,45
Steinkohle, Importpreis DM/GJ	2,41	2,70	2,75	2,80	2,95	3,10	3,25	3,45	3,75	4,10

Quellen: IEPE 1999 und 2000: IEA 2000; Anhörungen der Enquete-Kommission 2000; Prognos 2000



Quellen: Vergangenheit: Esso 2000; Zukunft: EU, DG XVII 2000

Abbildung 1.3: Entwicklung des Produktionsanteils der Erdölförderung der OPEC bzw. des Nahen Ostens an der Weltproduktion, in Prozent, 1985 bis 2020

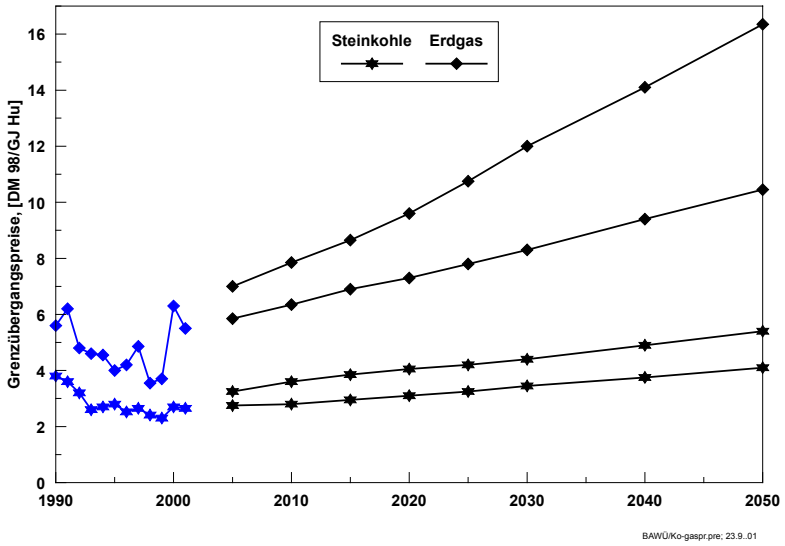


Abbildung 1.4: Entwicklung der Grenzübergangspreise für Erdgas und Steinkohle seit 1990 und in den angenommenen unteren und oberen Preisvarianten bis 2050; (die Ölpreisentwicklung ist mit derjenigen des Erdgases vergleichbar)

Für die Dauer vorstellbarer politischer Unruhen im Nahen Osten sind zwar erhebliche Preisfluktuationen denkbar, diese dürften aber wegen der Angewiesenheit der Produzentenländer auf die Einnahmen von begrenzter Zeitdauer sein. Der Nahe Osten ist hier deshalb besonders erwähnt, weil hier aufgrund der weltweiten Ressourcenlage eine *Re-Konzentration der Erdölförderung* von heute 30 % auf 50 % in den kommenden zwei Jahrzehnten erwartet wird (vgl. **Abbildung 1.3**; EU-Project Shared Analysis 1999). Diese Re-Konzentration der Erdölabhängigkeit hat deshalb ihre eigenen politischen Risiken, weil es sich im Wesentlichen um Staaten mit der Regierungsform von Diktaturen oder direkten Monarchien handelt. Die militärische Präsenz der USA in Saudi-Arabien (und damit im Nahen Osten) hat zwar prima vista eine beruhigende Funktion, hat aber ihre eigenen politischen Risiken.[2] Die Abhängigkeit von Erdöleinfuhren hat für den Straßen-, Luft- und Schiffsverkehr wegen seiner 100 %igen Erdölbasis darüber hinaus eine besondere Bedeutung, die in der Verkehrspolitik allerdings ein Denktabu zu sein scheint.

Die angenommene Preisentwicklung der Grenzübergangspreise ist für Erdgas und Steinkohle als die für die Stromgestehungskosten in BW wesentlichen Energieträger in der **Abbildung 1.4** nochmals veranschaulicht.

Die Entwicklung der Inlandspreise (vgl. **Tabelle 1.4** und **Tabelle 1.5**) erfolgte anhand folgender wesentlicher Annahmen:

- Die Kosten der Verarbeitung des Rohöls, die Vertriebskosten für Mineralölprodukte und Erdgas bleiben im Wesentlichen real konstant.

- Die Entwicklung der Heizölsteuer, Mineralölsteuer und der Bevorratungsabgaben sowie der Ökosteuer insgesamt ist leicht ansteigend, allerdings mit abnehmendem Gradienten nach 2020. Diese Abgabenentwicklung kann auch so interpretiert werden, dass sie teilweise ersetzt werden durch die Preise der CO_2-Emissionszertifikate, die ab 2008 spätestens in den Annex-B-Staaten eingeführt werden (s.u.). Die Angaben sind auch so interpretierbar, dass ab 2020 0der 2030 EU-weite und einheitliche Abgaben in der genannten Höhe erhoben werden.

- Die Mehrwertsteuer erhöht sich 2010 auf 17 %, 2020 auf 18 % und 2030 auf 19 %, um ab dann konstant zu bleiben. Dies dürfte eine untere Variante sein; dieser Aspekt wird hier aber nicht weiter verfolgt.

- Die Gaspreise für die kleinen Gasabnehmer folgen der Entwicklung der Heizölpreise in einem relativ festen Preisabstand.

- Das schwere Heizöl, das eher als Abfallprodukt seinen Markt suchen muss, nimmt in seiner Preisentwicklung einen langsameren Anstieg und konkurriert teilweise im industriellen Bereich gegen die Steinkohle.

Die aus den angenommenen Primärenergiepreisen und obigen Annahmen sich ergebenden Strompreise werden durch eigene Modellrechnungen ermittelt (vgl. Kap. 6).

[2] Derartige, nicht vorhersehbare Risiken sind aktuell sichtbar geworden am Beispiel der Terroranschläge in den USA am 11. September 2001. Sie, bzw. die darauf folgenden Reaktionen und weiteren Entwicklungen können unübersehbare Konsequenzen auch für die Ölpreise haben.

Tabelle 1.4: Untere Preisvariante der Endenergieträger nach einzelnen Verbrauchergruppen

Untere Preisvariante **Real, Preisbasis 1998**	1998	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Großhandelspreis (ohne MWSt und ohne CO_2-Emissionszertifikate (1)										
Heizöl leicht (DM/t)	364	596	490	525	545	562	583	605	645	690
Heizöl schwer (DM/t)	169	389	275	300	305	310	320	330	350	380
Erdgas (Industrie) (Pf/kWh)	2,83	3,66	3,55	3,7	3,93	4,1	4,35	4,6	5,0	5,65
Erdgas (Kraftwerke) (Pf/kWh)	2,12	2,87	2,75	2,9	3,1	3,25	3,47	3,65	4,05	4,45
Steinkohle (Kraftw.) (DM/t SKE)	86	92,4	93,5	95	99	103	107	112	122	132
Haushalte (mit MWSt)										
Heizöl leicht (Pf/l)	41,4	78,0	57,6	65,2	70,5	75,5	77,7	80,0	84,4	89,0
Erdgas (Pf/kWh)	6,16	9,0	7,7	8,5	9,1	9,7	9,9	10,3	10,7	11,0

(1) aber mit Energiesteuer gemäß Energiereport III von Prognos/EWI 2000

Tabelle 1.5: Obere Preisvariante der Energieträger nach einzelnen Verbrauchergruppen

Obere Preisvariante **Real Preisbasis 1998**	1998	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Großhandelspreis (ohne MWSt und ohne CO_2-Emissionszertifikate (1)										
Heizöl leicht (DM/t)	364	596	555	596	624	673	715	765	848	940
Heizöl schwer (DM/t)	169	389	340	365	380	400	420	440	460	490
Erdgas (Industrie) (Pf/kWh)	2,83	3,66	4,00	4,25	4,55	4,95	5,42	5,95	6,7	7,6
Erdgas (Kraftwerke) (Pf/kWh)	2,12	2,87	3,3	3,45	3,75	4,1	4,54	5	5,75	6,6
Steinkohle (Kraftw.) (DM/t SKE)	86	92,4	108	118	126	130	134	140	153	167
Haushalte (mit MWSt)										
Heizöl leicht (Pf/l)	41,4	78,0	66,1	73,1	78,4	87,2	92,7	100	110	120
Erdgas (Pf/kWh)	6,16	9,0	8,5	9,2	9,8	10,7	11,3	12,1	13,0	14,0

(1) aber mit Energiesteuer gemäß Energiereport III von Prognos/EWI 2000

1.2.4 Emissionszertifikate-Handel für Treibhausgase

Der Handel mit Emissionsrechten für Treibhausgasemissionen ist eines der drei Instrumente, die das Kyoto-Protokoll vorsieht, um den Suchprozess für kostengünstige Minderungsinvestitionen möglichst günstig zu gestalten. Denn Abgaben haben den Nachteil, dass sie jederzeit mit dem Verbrauch von Energie anfallen, unabhängig vom Re-Investitionszyklus, während die Emissionszertifikate eine gewisse Flexibilität durch Zukaufen, Speichern und Verkaufen im Laufe des Re-Investitionszyklus erlauben. Gerade wegen dieser Variationsmöglichkeiten wird nach den ersten Erfahrungen bei unternehmensinternen Emissionshandel, wie z.B. bei BP, auch die Aufmerksamkeit von Investoren, Einkaufsleitern und Controllern wesentlich stärker auf die Frage gelenkt, ob günstigere betriebsinterne Maßnahmen als der Zukauf von Zertifikaten im Handel möglich sind. Derzeit gibt es in einigen OECD-Ländern auf Branchen- oder nationaler Ebene Überlegungen und Pilotprojekte zum Emissionszertifikatehandel, wie z. B. in England, Dänemark, den USA. Auch in Baden-Württemberg wird in 2001 eine Simulation unter etwa 10 Unternehmen beginnen, um Erfahrungen mit diesem neuen Instrument zu gewinnen.

Es wird davon ausgegangen, dass spätestens ab 2008 ein innereuropäischer Emissionszertifikatehandel unter den Bedingungen des Kyoto-Protokolls anläuft (einschließlich Russland), der in der Periode 2010 bis 2020 auf alle Industrienationen und weitere neue Annex-B-Staaten ausgedehnt wird. Die Preise für die Zertifikate werden sich entsprechend den technischen Möglichkeiten und den Präferenzen an den Weltmärkten entwickeln und für die privaten Haushalte sich lediglich wie eine Abgabe entsprechend dem Kohlenstoffgehalt fossiler Brennstoffe oder des produzierten Stroms auswirken. Für große Unternehmen und Branchen wird es möglich sein, bei individuellen Reduktionszielen von dem erwünschten Marktprozess des Zertifikatehandels voll zu profitieren.

1.2.5 Technologische Entwicklungsperspektiven

Bei einem Zeithorizont von 50 Jahren haben einerseits technologische Entwicklungen eine sehr große Bedeutung für die Emissions- und Energiebedarfsentwicklung, weil viele Energieanwendungsfelder einen oder mehrere Re-Investitionszyklen durchlaufen werden und deshalb erhebliche Chancen zu verändertem spezifischen Energiebedarf bestehen. Andererseits ist gerade dieser große technologische Wandel ein analytisches Problem in vielen Energieverbrauchsbereichen, weil die technologische Entwicklung sich nur unzureichend konkret über so lange Zeithorizonte beschreiben lässt und entsprechende Potenziale häufig unterschätzt werden:

- Die Gebäude mit den längsten Re-Investitionszyklen bilden hier eine positive Ausnahme; zugleich sind die Gebäude energiewirtschaftlich heute (noch) bedeutsam, und es bestehen klare technologische Entwicklungslinien zum Passivhaus bzw. -Gebäude.

- Großanlagen wie z.B. Kraftwerke, Raffinerien sowie Schienenfahrzeuge haben eine Re-Investitionszeit von 30-40 Jahren. Hier werden also in den nächsten zwei Dekaden die Energieverluste bzw. Energieeffizienzen durch die dann stattfindenden Investitionen sukzessive festgelegt.

- Energieintensive Produktionsanlagen haben häufig eine Lebensdauer zwischen 12 und 20 Jahren (Glaswannen, Zement- und Ziegelöfen, Papiermaschinen oder Kupolöfen). In diesen Fällen ist es zum Teil bereits sehr schwierig (oder offen), die Technologien nach 2030 zu antizipieren; denn es ist unklar, in welchem Umfang die neuen physikalisch-chemischen Produktionsverfahren thermische Trenn- und Syntheseverfahren ersetzen, oder enzymatische und biotechnologische Prozesse bei Raumtemperaturen ablaufen, die in der Vergangenheit Temperaturen zwischen 60 bis 200 °C benötigten.

- In der Fertigungstechnik dürften zunehmend energieintensive Verfahren (wie Schweißen, Härten oder Giessen) durch andere Verfahren wie beispielsweise Kleben, elektrische und chemische Oberflächenbehandlungsverfahren oder durch Materialsubstitutionen in vielen Fällen ersetzt werden, die man heute noch für kaum denkbar hält.

- Die Miniaturisierung durch die Nanotechnik vermag die Stromverbräuche und Kosten von Informations- und Kommunikationstechniken trotz enormer Nutzungszuwächse erheblich zu reduzieren, denn hier können 5 bis 10 Re-Investitionszyklen sehr vieles binnen fünf Jahrzehnten verändern, wie beim Rückblick auf die letzten fünf Jahrzehnte in diesem Technologiebereich sehr deutlich wird.

- Die Straßenfahrzeugtechnik könnte nicht nur durch weiter vermindertes Fahrzeuggewicht und verbesserte Antriebstechnik (einschließlich der Brennstoffzellentechnik), sondern auch durch Verleihen statt Verkaufen von Fahrzeugen eine erhebliche Effizienzverbesserung erzielen. Man hat hierzu volle drei Investitionszyklen Zeit.

- Auch im Bereich der Energiewandlung, insbesondere der erneuerbaren Energien, sind ganz erhebliche technische Fortschritte und Kostenreduktionen binnen fünf Dekaden denkbar, wie das Beispiel der Windenergie in den letzten zwei Dekaden in Deutschland und Dänemark zeigt.

Diese Offenheit der technischen Entwicklung über mehrere Dekaden führt nicht selten dazu, die Effizienzgewinne auf lange Sicht schrumpfen zu lassen oder den erneuerbaren Energien eine relativ moderate Entwicklung zuzubilligen. Dies scheint angesichts der neuen Technologien, wie sie oben genannt wurden, keineswegs eine wahrscheinliche Entwicklung, zumal die entscheidenden Innovationen verbesserter Energienutzung weniger in den Bereichen der Energiewandlung, sondern im **Nutzenergiebereich** und durch **verbesserte Materialeffizienz** zu erwarten sind. Hier geht es dann um ganz neue Technologien, die auch andere positive Effekte wie z.B. geringere Kapital- und Arbeitskosten, verbesserte Produktqualität oder verminderte Abfallmengen mit sich bringen können; oder mit anderen Worten: die primär aus ganz anderen Gründen entwickelt werden und als Nebeneffekt eine wesentlich verbesserte Energieeffizienz aufweisen.

Hinzu kommt, dass auch die **Energiedienstleistungen sich qualitativ verändern** und zur Ressourcenschonung beitragen können. Als Beispiel seien genannt:

- Das Verleihen und Mieten von Fahrzeugen, Arbeitsmaschinen und Geräten führt zu einer Nutzungsintensivierung mit einem geringeren spezifischen Materialbedarf relativ zum Besitzen dieser Gerätschaften und Fahrzeuge. Beim Car-Sharing führt es zur Substitution von Pkw-Verkehr im Kurzstreckenbereich zum nicht-motorisierten Verkehr, beim Mobilitätsvertrag zur Nutzung kleinerer Fahrzeuge im Berufs- und Freizeitalltag (und nur zur Nutzung größerer Fahrzeuge für Urlaubsverkehr und andere Spitzennutzungen).

- Das intensivere Recycling junger und traditioneller Werkstoffe (z.B. Aluminium, Kunststoffe, Stahl, Glas, Papier) führt zu den gleichen Produkten, aber mit geringerem spezifischen Energieeinsatz aufgrund der höheren Sekundärmaterialanteile des Werkstoffkreislaufs.

- Die Substitution von metallischen und petrochemisch basierten Werkstoffen durch natürliche Rohstoffe ist aufgrund der Fortschritte der Biotechnologie und der Gentechnik zunehmend wahrscheinlich (Faserstoffe aus Flachs, chemische Zwischenprodukte aus Stärke).

- Gut sichtbare emissionsarme oder -lose Energiewandler an Gebäuden, Fahrzeugen und Geräten könnten in den kommenden Jahrzehnten das Image sozialverantwortlichen Handels bekommen und entweder von den Investoren aus freien Stücken (trotz mangelnder Rentabilität) oder aufgrund von gesellschaftlich akzeptierten Vorschriften verstärkt genutzt werden (zumal aufgrund eines steigenden Einkommens pro Person, Haushalt oder Unternehmens).

Als Fazit bleibt festzuhalten, dass die technologische Entwicklung mit ihren Wechselwirkungen organisatorischer und unternehmerischer Innovationen über eine Zeitraum von 50 Jahren **sehr große Potenziale zur Ressourcenschonung und damit zur Reduktion des Energieverbrauchs** eröffnet und hierzu in den meisten Fällen mehrere Re-Investitionszyklen zur Verfügung stehen (Ausnahme: Gebäude).

1.3 Ausgangsituation in Baden-Württemberg und Zielsetzung der Untersuchung

1.3.1 Eckdaten der Vergangenheitsentwicklung

Der Energieverbrauch in Baden-Württemberg wächst seit langem stetig an. So stieg der Primärenergieverbrauch zwischen 1973 und 1999 um insgesamt 36 % bzw. im Mittel um 1,17 %/a. Der Stromverbrauch hat sich in diesem Zeitraum sogar nahezu verdoppelt, was einer mittleren Wachstumsrate von 2,45 %/a entspricht. Aufgeteilt auf die Zeitabschnitte 1973-1989 und 1989-1999 und in Relation gesetzt zum Wachstum des Bruttoinlandsprodukts (BIP), welches im Gesamtzeitraum um 77 % gestiegen ist, erhält man die in **Tabelle 1.6** dargestellten Eckdaten. Während der Primärenergieverbrauch (PEV) relativ stetig stieg (erst seit etwa 1994 zeigt sich eine Verringerung der Wachstumsraten), wuchs der Bruttostromverbrauch bis 1989 mit über 3 %/a, um im letzten Jahrzehnt auf eine Wachstumsrate von 1,5 %/a zu sinken. Entsprechend veränderten sich die auf das BIP bezogenen spezifischen Werte (Energieintensitäten). Für die Primärenergie beträgt der Wert heute 77 % des Wertes von 1973 (vgl. auch Abbildung 1.5), für Strom liegt er, nach einem Maximum um 1987 mit 107 % auch heute noch höher als 1973. Der Stromverbrauch ist also über den ganzen Zeitraum stärker gewachsen als das Bruttoinlandsprodukt.

Für das gesamte Deutschland zeigt die Entwicklung im Vergleich dazu deutliche Unterschiede. Der Primärenergieverbrauch ist – unter Beachtung der Anpassungsphase nach der Wiedervereinigung – seit 1973 nahezu konstant geblieben, ist also vom Wirtschaftswachstum praktische entkoppelt. Entsprechend liegt die Primärenergieintensität heute bei 62 % des Wertes von 1973. Der Stromverbrauch zeigt seit 1990 ebenfalls nur ganz schwache Wachstumstendenzen, die Stromintensität liegt bei 86 % de Wertes von 1973.

Tabelle 1.6: Eckdaten zur Energieverbrauchsentwicklung Baden-Württembergs seit 1973 im Vergleich zu Deutschland (Indexdarstellung; 1973 = 100; bis 1989 für D alte Bundesländer; [Energiebericht 2000, AG Energiebilanzen]

	1973	1989		1999	
		D	BW	D	BW
PEV	100	101	119	105	136
STROM	100	143	163	146	189
BIP	100	137	144	170	177
PEV/BIP	100	74	83	62	77
STROM/BIP	100	104	113	86	107

Ein gewichtiger Teil dieser unterschiedlichen Entwicklung ist auf strukturelle Unterschiede in den Energieverbrauchssektoren zwischen Deutschland und Baden-Württemberg zurückzuführen. Der Anteil des Industriesektors, speziell der energieintensiven Grundstoffindustrie, ist in BW geringer als im Bundesdurchschnitt. Dessen Energieverbrauch hat sich jedoch in Relation zu den anderen Verbrauchssektoren stetig verringert, was eine wesentliche Ursache für den im Wesentlichen konstanten Primärenergieverbrauch im gesamten Deutschland ist. Der zurückgehende Energieverbrauch des Industriesektors hat hier die Zuwächse im Verkehr, in Haushalten und im Kleinverbrauch nahezu kompensiert. Mit der aus energetischer Sicht geringer gewordenen Bedeutung des Industriebereichs reduzierte sich auch einer der energiebezogenen Unterschiede zwischen Deutschland und Baden-Württemberg. Dies schlägt sich in der Entwicklung des Pro-Kopfverbrauchs an Primärenergie nieder (**Abbildung 1.5**)[3]. Dieser blieb in Deutschland praktisch konstant, stieg aber in BW stetig und lag 1999 mit 152 GJ/a nur noch um 12 % unter dem Bundesdurchschnitt (1999 = 173 GJ/a); 1973 waren es noch 29 % (BW = 128 GJ/a). Entsprechend sank die Primärenergieintensität Deutschlands deutlich stärker als diejenige von BW (gestrichelte Linien in Abbildung 1.5). Vergleicht man die Pro-Kopfverbräuche an Endenergie sektorspezifisch, so zeigt sich zwischen Deutschland und BW nahezu kein Unterschied, wenn man den Endenergieverbrauch der Industrie ausklammert (1999 ohne Endenergie Industrie für D und BW: 84 GJ/,a). Auch im Pro-Kopfverbrauch an Strom sind nur geringfügige Unterschied vorhanden (BW 1999: 21,7 GJ/a; D 1999: 20,7 GJ/a), die wiederum von den unterschiedlichen Anteilen des Industriesektors herrühren.

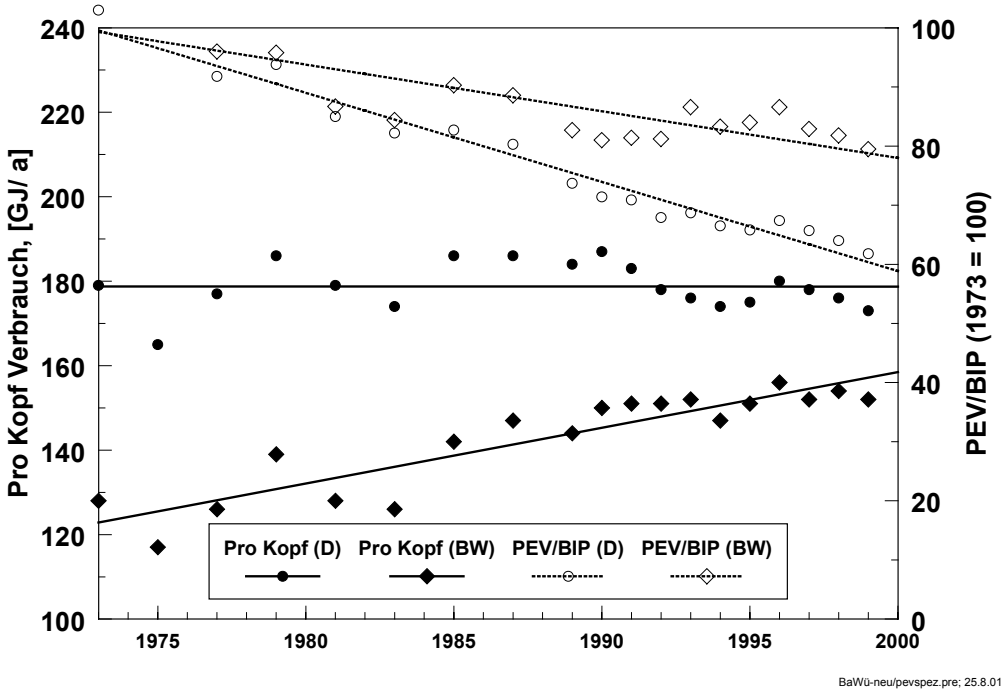


Abbildung 1.5: Entwicklung des Pro-Kopfverbrauchs und der Energieintensitäten der Primärenergie (PEV/BIP) Deutschlands und Baden-Württembergs zwischen 1973 und 1999 (nicht temperaturbereinigt)

[3] Die Werte sind nicht temperaturbereinigt, die Schwankungen würden sich bei einer Bereinigung verringern.

Ein zweiter Unterschied bestand in früheren Jahren im hohen Anteil des Nettostrombezugs, der um 1980 bis zu 30 % des Stromverbrauchs von BW betrug (1999: 3,5 %). Da dieser Bezug als Primärenergie definiert wird, obwohl er überwiegend aus thermischen Kraftwerken stammte, fiel in diesem Zeitraum die Primärenergiebilanz BW um bis zu 10 % zu niedrig aus. Die Umwandlungsverluste wurden aus bilanztechnischen Gründen „exportiert". Seit etwa 1990 sind die Unterschiede jedoch praktisch vernachlässigbar.

Die beschriebenen Entwicklungen und Strukturunterschiede spiegeln sich auch in den CO_2-Emissionen wieder. Sie stiegen in BW seit 1983 um 15 % an und erreichten 1998 mit 80 Mio. t/a (temperaturbereinigt 82 Mio. t/a) ihren bisher höchsten Wert. Mit einem geringen Rückgang in 1999 auf 78 Mio. t/a (temperaturbereinigt 80 Mio. t/a) liegen sie um 3 Mio. t über dem Wert von 1990, welcher der Bezugswert für die angestrebten Treibhausgasreduktionen ist. In den alten Bundesländern sind dagegen die absoluten CO_2-Emissionen in diesem Zeitraum, entsprechend dem Primärenergieverlauf, nahezu konstant geblieben. Für das gesamte Deutschland gehen sie seit 1990 zurück; dieser Rückgang ist jedoch bis etwa 1995 auf die Anpassungsprozesse in den neuen Bundesländern zurückzuführen. Seit 1995 hat sich der Rückgang deutlich verlangsamt, im Jahr 2000 sind die CO_2-Emissionen in Deutschland wieder angestiegen [DIW 2001].

Ein Vergleich der (temperaturbereinigten) Pro-Kopf-Emissionen an Kohlendioxid veranschaulicht diese Prozesse (**Abbildung 1.6**). Während für BW der temperaturbereinigte Wert nahezu unverändert bei rund 7,7 t/Kopf,a liegt (in der Gesamtbilanz also die Bevölkerungszunahme etwa der CO_2- Zunahme entsprach), sank er in Deutschland, abgesehen von der Spitze nach der Wiedervereinigung, stetig auf derzeit rund 11 t/Kopf,a. Den Einfluss des gegenüber dem Bundesdurchschnitt höheren Kernenergie- und Wasserkraftanteils an der Stromerzeugung zeigt die gestrichelte Linie. Die geringeren spezifischen CO_2-Emissionen in BW von derzeit noch 3,3 t/Kopf,a resultieren also nur zu zwei Drittel aus dem unterschiedlichen Stromerzeugungsmix. Ein Drittel des Unterschieds bewirkt die relativ geringere Bedeutung des Industriesektors am Energieverbrauch. Bis vor gut 10 Jahren waren die Gewichte stärker in Richtung der unterschiedlicher Verbrauchsstruktur verschoben. In absoluten Zahlen betragen die durch den unterschiedlichen Stromerzeugungsmix vermiedenen CO_2-Emissionen derzeit 19 Mio. t/a.

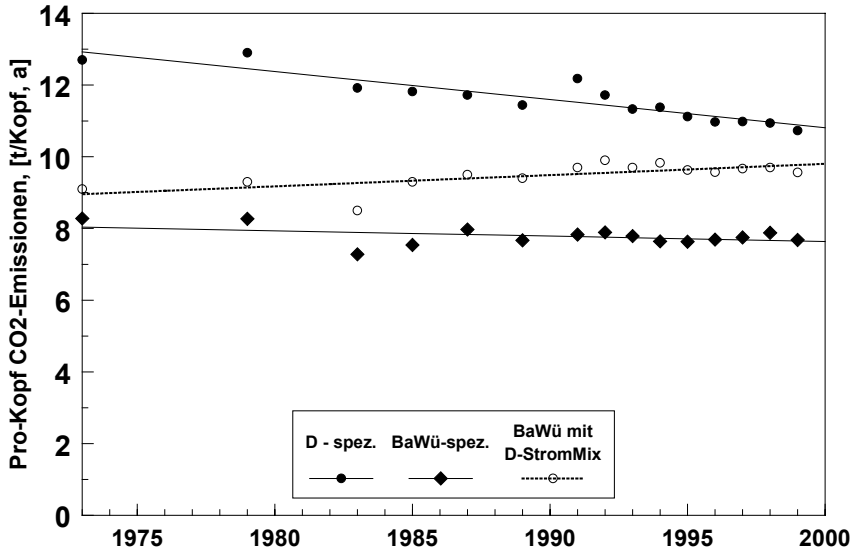


Abbildung 1.6: Temperaturbereinigte Pro-Kopf-Emissionen von Kohlendioxid in Deutschland (bis 1989 alte Bundesländer) und Baden-Württemberg zwischen 1973 und 1999 und fiktiver Wert für BW berechnet mit dem jeweiligen Stromerzeugungsmix Deutschlands

Die in Abschnitt 1.2.2 abgeleitete Zielvorgabe für die CO_2-Emissionen (vgl. **Abbildung 1.1**) macht – im Vergleich zur Vergangenheitsentwicklung – die außerordentlich großen Anstrengungen sichtbar, die zur Einleitung einer erfolgreichen Klimapolitik in BW erforderlich sind. Während für das gesamte Deutschland immerhin ein Abwärtstrend erkennbar ist, der sich aber derzeit zunehmend abschwächt, muss dieser Trend in Baden-Württemberg erst noch eingeleitet werden. Eine Entwicklung in Richtung der Zielvorgaben im Umweltplan des Landes kann noch nicht festgestellt werden [TA-Akademie 2000].

Die Periode 1973-1989 war für die Energieversorgung in BW durch beträchtliche strukturelle, sehr rasch ablaufende Veränderungen gekennzeichnet. Die Kernenergie etablierte sich innerhalb von 15 Jahren zu einem Energieträger mit 26 % Anteil am Primärenergieverbrauch (und 55 % an der Stromerzeugung) bei mittleren Wachstumsraten von 15 %/a; Erdgas verdoppelte seinen bislang sehr geringen Beitrag auf 13 %, der Anteil von Mineralöl wurde von 75 % auf 45 % reduziert und der hohe Nettostrombezug sank auf vernachlässigbare Werte um 3 % am jeweiligen Stromverbrauch. Diese historischen Entwicklungen zeigen, wie rasch Strukturveränderungen verlaufen können, wenn äußere Anstöße – seinerzeit der Ölpreisschock – und energiepolitische Entscheidungen in geeigneter Weise zusammenwirken. Dagegen muss das Jahrzehnt 1989-1999 im Hinblick auf eine Modernisierung der Energiewirtschaft vor dem Hintergrund der zukünftigen Herausforderungen und Zielsetzungen (s. unten) eher als ein Jahrzehnt der „verpassten“ Gelegenheiten bezeichnet werden. Primär- und Endenergieverbrauch stiegen kontinuierlich um weitere 14 % (**Abbildung 1.7**), der Zuwachs wurde durch Erdgas (75 PJ/a), Kernenergie (68 (PJ/a) und dem wieder anwachsenden Mineralöl (40 PJ/a) gedeckt. Mit 1.100 PJ/a wird heute ebenso viel fossile Primärenergie umgesetzt wie bereits 1973, nachdem ihr Verbrauch in den 80er-Jahren schon unter 1000 PJ/a gesunken war. Regenerative Energien (REG) hatten mit 12 PJ/a einen nur sehr geringen absoluten Zuwachs und sind anteilig seit 1989 nur um wenige Promille gestiegen (1989: 2,1 %; 1999: 2,5 %). Im rasch wachsenden Strombereich ist ihr heutiger Anteil mit 7,2 % sogar niedriger als 1973 mit 10,5 % (1989 = 6,6 %). Kraft-Wärme-Kopplung als besonders effizientes Energiewandlungsverfahren hat gegenüber 1989 deutlich an Boden verloren, sei 1998 geht die KWK-Stromerzeugung auch absolut zurück.

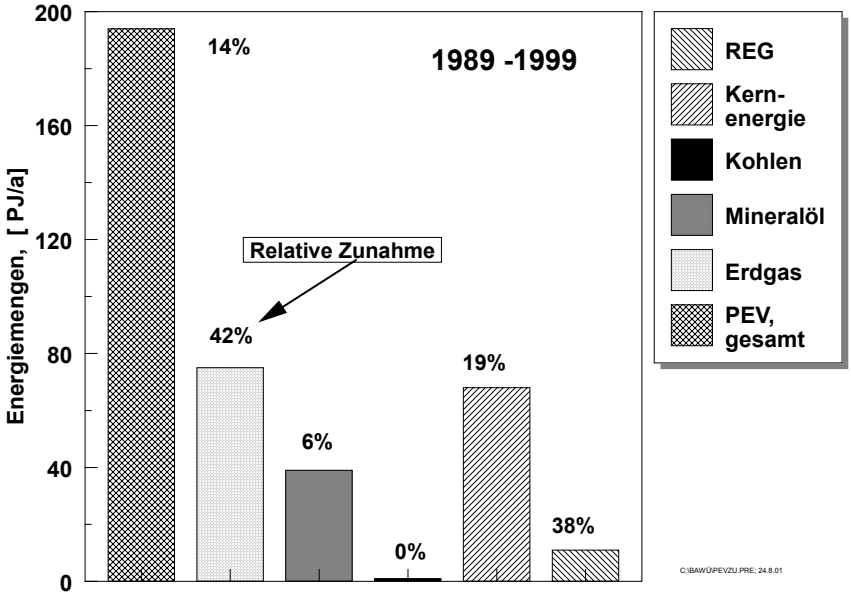


Abbildung 1.7: Absolute und relative Veränderung der Primärenergie und einzelner Primärenergieträger in Baden-Württemberg zwischen 1989 und 1999

1.3.2 Zielsetzungen der baden-württembergischen Energie- und Klimaschutzpolitik

Die Landesregierung will eine angemessene Beteiligung an den Klimaschutzzielen der Bundesregierung leisten. Unter Berücksichtigung der oben erläuterten strukturellen Unterschiede strebt sie an, die Gesamtemissionen an CO_2 bis 2005 auf unter 70 Mio. t/a und bis 2010 auf unter 65 Mio. t/a zu reduzieren. Dabei hält sie an einem „ausgewogenen" Energiemix unter Einschluss der Kernenergie fest, „solange diese aus ökonomischen und sicherheitstechnischen Gesichtspunkten vertretbar ist."[WiMi BW 2001]. Desgleichen geht sie – durchaus im Einklang mit der Bundesregierung – davon aus, dass eine sichere und preiswerte Energieversorgung ein wichtiger Standortfaktor für die gesamte Wirtschaft des Landes darstellt und diese damit eine hohe politische Priorität besitzt. Eine Fortführung des Prozesses der Liberalisierung und Harmonisierung der Energiemärkte zum Zwecke des „wirtschaftlich optimalen" Einsatzes von Energieträgern ist daher ein Hauptziel der Energiepolitik. Konkrete landespolitische Vorstellungen werden in diesem Zusammenhang jedoch nicht geäußert [WiMi BW 2001].

Für die zukünftig erforderliche Annäherung an eine nachhaltige Energieversorgung verfolgt das Land insbesondere Einzelziele im Bereich der rationellen Energienutzung (REN) und der regenerativen Energien [Umweltplan 2000; S. 67]:

- **Rationelle Energieverwendung**: (1) „Das Land wird darauf hinwirken, dass Raumwärme und Warmwasser sowohl in privaten Haushalten wie in Industrie und Gewerbe rationeller bereitgestellt werden." (2) „Der Wirkungsgrad elektrischer Haushaltsgeräte ist zu verbessern."

- **Rationelle Energieversorgung**: „Das Land wird darauf hinwirken, dass der Wirkungsgrad bei der Energiewandlung gesteigert wird."

- **Verstärkter Einsatz regenerativer Energien**: (1) „Das Land strebt an, bis zum Jahr 2010 in Baden-Württemberg den Anteil regenerativer Energien am Primärenergieverbrauch und an der Stromerzeugung zu verdoppeln." (2) „Durch dezentrale Nutzung von Biomasse (einschließlich Holz) sollen bis 2010 2,5 % des Primärenergieverbrauchs im Land gedeckt werden.."

- **CO_2-Reduktion im Verkehr**: „Das Land strebt an, die CO_2-Emissionen des Verkehrs bis 2005 um 10 % bezogen auf 1987 zu verringern."[4]

Im Umweltplan Baden-Württemberg sind dazu eine Reihe von beabsichtigten Maßnahmen ausgewiesen [Umweltplan 2000; S. 72ff], die aber angesichts der gegensätzlich gearteten Entwicklungstendenzen der letzten 10 Jahre nicht ausreichen dürften, die gesetzten Ziele zeitgerecht zu erreichen. Insbesondere wird nicht gefragt, ob der laufende – und von der Landesregierung unterstützte – Prozess der weiteren Liberalisierung der Energiemärkte ohne flankierende politische Vorgaben die Erreichung der oben gesetzten Ziele im Bereich des Klimaschutzes und der Ressourcenschonung überhaupt zulässt. Die Trends der letzten Jahre lassen nämlich eher das Gegenteil vermuten. Dass hier noch politische „Hausaufgaben" – sowohl auf Landes- wie auf Bundes- und EU-Ebene – zu erledigen sind, kommt im Umweltplan nur indirekt zum Ausdruck, wenn z. B. auf die Schaffung marktwirtschaftlicher Anreize zur verstärkter Ressourcenschonung eingegangen wird: „Das Land tritt für eine europaweite CO_2-/Energiesteuer ein. Anders als bei der derzeitigen Öko-Steuer praktiziert, hält das Land eine Energiebesteuerung für denkbar, die bei den Schadstoffemissionen ansetzt und insbe-

[4] Dies würde bedeuten, die CO_2-Emissionen des Verkehrs bis 2005 auf 16,5 Mio. t/a zu reduzieren; 1999 betrugen sie jedoch bereits 25,3 Mio. t/a.

sondere den CO_2-Gehalt berücksichtigt. Eine sich daraus ergebende gezielte, wettbewerbsneutrale und sozialverträgliche Erhöhung der Energiepreise könnte ein wichtiger Anreiz für Energieeinsparungen sein. Die Steuer soll grundsätzlich aufkommensneutral gestaltet werden..." [Umweltplan 2000, S. 69]. Damit wird anerkannt, dass, neben ordnungspolitischen und informatorischen Maßnahmen, auch eine angemessene politische Steuerungsfunktion in Form von Energiepreiskorrekturen erforderlich ist, wenn sich das Marktgeschehen in eine umweltpolitisch gewollte Richtung entwickeln soll.

Während im Bereich des Klimaschutzes über die Notwendigkeit REN und REG verstärkt zu mobilisieren grundsätzliche Übereinstimmung zwischen Bundes- und Landesregierung besteht und man lediglich über die Auswahl und Intensität der einzusetzenden Instrumente (z.B. Öko-Steuer versus EU-weiter Energiesteuer; Erneuerbares Energien-Gesetz versus Quotenreglung [ÖKO/DLR 2001]) unterschiedlicher Meinung ist, besteht bei der weiteren Nutzung der Kernenergie ein grundsätzlicher Dissens. Die Landesregierung hält die weitere Nutzung der Kernenergie für erforderlich, wenn die Zielsetzung einer gleichzeitig sicheren, preiswerten und – in Bezug auf die Treibhausgasemissionen – umweltverträglichen Energieversorgung in Zukunft erfüllt werden soll. Sie spricht sich dafür aus, dass das mit einer weiteren Nutzung der Kernenergie „verbundene Restrisiko hingenommen werden muss" [Umweltplan 2001; S. 203], weil die wirtschaftlichen und ökologischen Vorteile überwögen.

Bekanntlich ist jedoch in dem im Juni 2001 ratifizierten Vertrag zwischen der Bundesregierung und den Betreibern der deutschen Kernkraftwerke der sukzessive Ausstieg aus der nuklearen Stromerzeugung beschlossen worden. Flexible Umverteilungsmechanismen eingeschlossen, bedeutet dies, dass das letzte deutsche Kernkraftwerk (Neckarwestheim II) spätestens im Jahr 2025 außer Betrieb gehen wird. Dies ist das Ergebnis des Mitte 2000 geschlossenen Konsenses, der nach wie vor in beiden „Lagern" umstritten ist. Für die einen sind die verbleibenden Laufzeiten wegen der vielfältigen mit der Nutzung der Kernenergie verbundenen Risiken und der ungeklärten Endlagerung viel zu lang. Die vereinbarten Restlaufzeiten liegen – glaubt man andererseits den Betreibern – weit unterhalb der wirtschaftlichen Laufzeit. Allerdings hat bisher noch kaum eine der weltweit in Betrieb befindlichen Anlagen eine derart hohe Laufzeit erreicht. Häufig sind zuvor Nachrüstungen meist sicherheitstechnischer Art notwendig geworden, die wegen der damit verbundenen Investitionen einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb nicht sinnvoll haben erscheinen lassen.

Auch wenn die Diskussionen über die Sinnhaftigkeit dieses Konsenses noch anhalten, die energiepolitische Botschaft des Vertrags ist klar: Die deutsche Energieversorgung muss aus heutiger Sicht früher oder später ohne die Kernenergie auskommen. Für die Stromversorgung als Ganzes, aber insbesondere für diejenige der betroffenen fünf Bundesländer ist damit ein zusätzlicher Strukturwandel verbunden, der sich mit demjenigen durch die Liberalisierung angestoßenen Wandel überlagert. Erwähnenswert dabei ist, das diese Bundesländer (BW, Bayern, Hessen, Niedersachsen, Schleswig-Holstein) durchweg sehr hohe Anteile der Kernenergie zwischen 57 % und 76 % an der Stromerzeugung haben, wobei BW mit 57 % den niedrigsten Anteil, aber nach Bayern den zweithöchsten Absolutwert mit 39,4 TWh/a (1999; entspricht 25 % der gesamten nuklearen Stromerzeugung) besitzt. Vergleicht man den mit dem Ausstiegsbeschluss einhergehenden erforderlichen Umstrukturierungsprozess, so lässt sich feststellen, dass er etwa in demselben zeitlichen Rahmen von ca. 25 Jahren stattfinden wird, der mit dem Aufbau der Kernenergie verbunden war, also prinzipiell kein neuartiger Vorgang ist. Gleichwohl stellt dieser Prozess für die Stromwirtschaft, aber auch für die betroffenen Bundesländer eine große Herausforderung dar, bietet aber auch zahlreiche Chancen, den Einsatz neuer Energietechnologien rascher als in üblichen Investitionszyklen voranzubringen.

1.3.3 Zielsetzung der Untersuchung und Vorgehensweise

Die **Ziele einer nachhaltigen Klimaschutzpolitik, aber auch die einer weitsichtigen Energiepolitik,** welche **gleichzeitig** Ressourcen- und Umweltschonung, eine gesicherte Energieversorgung, eine Reduktion der Risiken der Energienutzung und auch noch mittel- bis langfristig erschwingliche Energiepreise zum Ziele hat, erfordern eine aktive Gestaltung des im Gange befindlichen Strukturwandels in der Energieversorgung sowohl durch die Marktakteure wie auch durch die politisch Verantwortlichen. Es sind eben nicht nur die vom Markt erfüllbaren Ziele einer aktuell möglichst preisgünstigen und effizienten Energieversorgung zu verwirklichen, sondern insbesondere Zielsetzungen zu erfüllen, die dem Gemeinwohl, der Daseinsfürsorge und dem Erhalt der natürlichen Umwelt dienen und damit nur von politischen Mandatsträgern formuliert und umgesetzt werden können. Die Energiepolitik ist dabei mehreren Herausforderungen gleichzeitig ausgesetzt. Speziell die **Elektrizitätswirtschaft** befindet sich nach über 60 Jahren in nahezu unveränderten und verfestigten, vor allem monopolistisch geprägten Strukturen derzeit in einem heftigen Umbruchprozess, in dem sowohl wirtschaftliche und technische Rahmenbedingungen wie auch die Akteursstrukturen rapiden Veränderungen unterworfen sind. Einerseits hat der rasante Vollzug der „Liberalisierung“ der leitungsgebundenen Energiewirtschaft teilweise die gewünschten Folgen, wie Preissenkungen und mehr Bemühen um den Kunden hervorgebracht. Andererseits zeigen sich in wachsendem Ausmaß auch die problembehafteten Seiten dieses im Wesentlichen frei laufenden Prozesses, nämlich Konzentration und Zentralisierung der Marktkräfte. Die ehemaligen Monopole sind dabei, sich zusehends zu schlagkräftigen Oligopolen zu mausern, die leicht in Versuchung geraten können, den so „liberalisierten“ Markt wiederum wirksam zu kontrollieren. Die erreichten Preiseffekte würden dann schnell wieder schwinden und die Ansätze eines mehr ökologisch orientierten Marktes könnten rasch verkümmern. Auch die Nutzungsentgelte für die Verteilnetze dürften dann nicht die für einen diskriminierungsfreien Zugang erforderliche Transparenz erhalten.

Aber auch generell erschwert dieser rasante Wandel und die geringer gewordenen Eingriffsmöglichkeiten des Staates die Orientierung der Akteure an den längerfristiger Zielsetzungen einer auf Klimaschutz und Ressourcenschonung ausgerichteten Energiepolitik. Gerade wegen der Beschleunigung des durch die Liberalisierungsprozesse eingetretenen Strukturwandels, muss auch die Energiepolitik klare und verlässliche Rahmenbedingungen schaffen, an denen sich die Marktakteure ausrichten können. Nur so kann der durch die eingetretenen Veränderungen geschaffene Handlungsspielraum für den Aufbau neuer, langfristig tragfähiger Strukturen hinreichend rasch genutzt werden. Für den Bereich der Energiewirtschaft stehen dabei die frühzeitige und wirksame Einbindung neuer, effizienter Wandlungs- und Nutzungstechnologien, ein rascher Ausbau von REG-Technologien, ein kostengünstiger Umbau der Versorgungsstrukturen und besonders die damit verbundenen Chancen für neue Märkte im In- und Ausland und damit wachsende Wertschöpfungsmöglichkeiten im Mittelpunkt des Interesses.

Aufgrund der in allen Verbrauchssektoren weiter steigenden Ausstattung mit Gütern, Anlagen und Fahrzeugen und einem stetig wachsenden Angebot an Dienstleistungen aller Art nehmen auch die entsprechenden Energiedienstleistungen stetig zu. Auf der einen Seite kommt daher einer deutlich **rationelleren Energienutzung** eine wesentliche Bedeutung bei der Erreichung der Nachhaltigkeitsziele zu. Zwar steigert die stetige technische Entwicklung auch die Energieeffizienz ständig, die Mehranwendungen überkompensieren jedoch in den Industrieländern vielfach diese Verminderung des spezifischen Energieverbrauchs. Auch BW ist davon keine Ausnahme, wie die Ausführungen in Abschnitt 1.3 und die folgenden Kapitel 2 uns 3 zeigen. Es müssen daher die Bemühungen verstärkt werden, die rationelle Energienutzung zu beschleunigen um sich zügiger den beträchtlichen technischen Energieeinsparpotenzialen zu nähern. Dazu ist es erforderlich, sowohl die Markteindringung neuer Nutzungstechnologien zu verbessern als auch – mit Hilfe neuer und anderer Akteure – strukturelle und institutionelle Hemmnisse zu verringern oder zu beseitigen.

Ebenso dringlich wie der sparsamere Umgang mit Energie ist die **Erschließung neuer Energieressourcen.** Da letztlich nur REG die wesentlichen Nachhaltigkeitsziele erfüllen oder ihnen sehr nahe kommen können [Broschüre 2000; HGF 2001], ist ihre rechtzeitige und kontinuierlich angelegte Mobilisierung von entscheidender Bedeutung für die zukünftige Entwicklung der Energieversorgung. Ihre technischen Potenziale sind regional, insbesondere aber global sehr hoch und prinzipiell geeignet, eine zukünftige Energieversorgung auf der Basis von REG aufzubauen. Verschiedene globale und nationale Langfristszenarien unterstellen daher konsequenterweise bis etwa zur Mitte dieses Jahrhunderts Versorgungsbeiträge der REG zwischen 30 % und 70 %. Danach würden die REG innerhalb einiger Jahrzehnte in die Rolle der wichtigsten globalen Energiequelle hineinwachsen. Kurz- bis mittelfristig wird in verschiedenen Ländern und der EU eine deutliche Erhöhung des Anteils der REG in der Energieversorgung angestrebt, in unterschiedlichem Ausmaße konkretisiert und energiepolitisch und finanziell unterstützt. Ersichtlich ist allerdings auch, dass die konkret angestrebte „Verdopplung bis 2010“ nur einen ersten Schritt in Richtung der oben genannten Beiträge von REG darstellt. Erst wenn REG-Technologien ein selbstverständlicher Bestandteil der weitgehend liberalisierten Energiemärkte geworden sind und im ökonomischen Wettbewerb bestehen können, werden sie in der Lage sein, sowohl einen wachsenden globalen Energiebedarf zu decken, als auch fossile Energien zu verdrängen. Eine deutlich verstärkte Nutzung von REG stellt die Energieversorgung aber auch vor teilweise neue Aufgaben und Probleme. Sie sind sowohl technisch-struktureller Natur, als auch ökonomischer sowie ökologischer Natur.

Baden-Württemberg erfüllt einen großen Teil der Voraussetzungen – wie etwa einer hervorragenden wissenschaftlich-technischen Infrastruktur im Bereich der Energieforschung – um den zunehmenden Bedarf an komplexen Verfahren und neuen Systemlösungen zu decken, die für ein weiteres Vordringen der rationellen Energieverwendung und der REG immer wichtiger werden. Zu nennen sind dabei z.B. die Fortentwicklung von Brennstoffzellen, photovoltaischer Technologien, großer solarthermischer Kollektoranlagen einschließlich Langzeitwärmespeichern, die Weiterentwicklung der geothermischen Stromerzeugung und die vielfältigen Verfahren zur Bereitstellung, Aufbereitung und Nutzung von Biomasse. Eine ganze Reihe dieser Techniken befinden sich heute im Prototypenstadium oder in einer Phase praktischer Demonstration. Eine erfolgreiche Ausbaustrategie für neue, zukunftsfähige Energieversorgungsstrukturen trägt daher nicht nur den ökologischen Notwendigkeiten Rechnung, sondern kann auch erhebliche Chancen für die Entfaltung neuer Wirtschaftsaktivitäten bieten.

Vor diesem Hintergrund ist ersichtlich, dass auch in Baden-Württemberg der zukünftig erforderliche **Strukturwandel insbesondere in der Stromversorgung** ein besonderes Maß an politischer Orientierung und Begleitung erfordert. Es sollte daher für die Landespolitik eine besondere Herausforderung sein, sich rechtzeitig aktiv und gestaltend in diesen Prozess einzuschalten und wesentliche Entwicklungsschritte in der zukünftigen Energieversorgung Deutschlands und Europas mitzugestalten. Durch die Vereinbarung der Bundesregierung und der Energiewirtschaft, die Nutzung der Kernenergie aufzugeben, entsteht gerade für dieses Bundesland ein zusätzlicher Handlungsdruck, der aber auch die Chance enthält, die weitere Entwicklung im Strombereich frühzeitig in eine für das Land möglichst günstige Entwicklungsrichtung lenken zu können, so dass neben der Erfüllung der klimapolitischen und energiepolitischen Ziele auch möglichst zahlreiche wirtschaftliche und arbeitsmarktpolitische Impulse entstehen können.

Die vorgesehene Untersuchung hat zum Ziel, für die Landesregierung in dieser Hinsicht differenzierte Informationen und Handlungsempfehlungen zu erarbeiten. Als Grundlage dazu werden auf der Basis des explorativen Referenzszenarios, **zwei weitere zielorientierte Szenarien der zukünftigen Energieversorgung Baden-Württembergs** erstellt, deren Auswirkungen in klima- und ressourcenpolitischer sowie in ökonomischer Hinsicht dargelegt werden. Die Szenarien berücksichtigen im besonderen die technologischen Entwicklungen

im Bereich effizienter, vorwiegend dezentraler Energiewandlungstechnologien und die Möglichkeiten eines längerfristig deutlichen Ausbaus der REG aber ebenso die vielfältigen Optionen einer rationelleren Nutzung von Energie (insbesondere Strom) und den durch die liberalisierten und zunehmend sich globalisierenden Energiemärkte hervorgerufenen Strukturwandel. Die durch den Wandel der Stromversorgung hervorgerufenen Veränderungen in der Wertschöpfungsstruktur von Teilen der baden-württembergischen Wirtschaft und die Optionen einer maßgeblichen Beteiligung an den Märkten für neue Energietechnologien bilden einen weiteren Schwerpunkt der Analyse. Allen Szenarien gemeinsam sind die wesentlichen energiebedarfsbestimmenden Größen (vgl. Kapitel 2) und zentrale Rahmendaten, wie Energiepreisentwicklung (vgl. Abschnitt 1.2) und der vereinbarte Ausstieg aus der Kernenergie. Die Szenarien differieren in der Umsetzungsintensität der technischen Potenziale einer rationelleren Energienutzung und des Einsatzes von REG-Technologien, was eine unterschiedliche Eingriffstiefe energiepolitischer Instrumente und Maßnahmen voraussetzt. Auf der Basis der gemeinsamen Rahmendaten werden so verschiedene mögliche Zukunftspfade aufgezeigt.

Das Referenzszenario „**TREND“** geht von einer Fortschreibung der derzeitigen Entwicklung aus. Es werden nur solche Maßnahmen zugrunde gelegt, deren Umsetzung heute beschlossen (also z.B. EEG und laufende Förderprogramme für REG, Öko-Steuer in der derzeit beschlossenen Version; Modernisierungsgesetz KWK) oder mit großer Sicherheit absehbar sind. In diesem Sinne werden entsprechende Annahmen bezüglich der Weiterentwicklung bestehender Maßnahmen (z. B. Energieeinsparverordnung) gemacht. Die längerfristigen Annahmen beruhen auf den in den Abschnitten 1.1 und 1.2 angestellten Überlegungen (vgl. auch Kapitel 2) Spezifische Zielvorgaben, also z. B. das Erreichen bestimmter Klimaschutzziele bestehen für diesen Entwicklungspfad nicht.

Auch im ersten zielorientierten Szenario „**EFFIZIENZ**“ werden keine konkreten Klimaschutzvorgaben gemacht, allerdings wird unterstellt, dass gegenüber Trendbedingungen in erhöhtem Umfang Effizienztechniken (sowohl nachfrage- als auch angebotsseitig unter Einschluss der Nutzung der gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung in KWK-Anlagen) zur Anwendung kommen. Dabei sollen in erster Linie diejenigen Effizienzpotenziale der rationellen Energienutzung und –wandlung umgesetzt werden, die unter den gegebenen Bedingungen für die verschiedenen Energie nachfragenden Akteure wirtschaftlich realisiert werden können. Ihrer vollständigen Ausschöpfung stehen aber weiterhin (vor allem nichtwirtschaftliche) Hemmnisse gegenüber, die ohne die Durchführung von über den Trend hinausgehenden energiepolitischen Maßnahmen nicht überwunden werden können. Im Rahmen dieses Szenarios wird allerdings unterstellt, dass es bei der Realisierung nur Maßnahmen mit vergleichsweise geringer Umsetzungsintensität bedarf.

Im Effizienzszenario erfolgt über die verstärkte Energieeinsparung hinaus auch ein gegenüber Trendbedingungen stärkerer Ausbau der REG, wobei in aller erster Linie diejenigen Optionen ausgeschöpft werden, die im Rahmen des EEG wirtschaftlich sind bzw. bei denen in naher Zukunft ein Überschreiten der Wirtschaftlichkeitsschwelle zu erwarten ist.

Einen Schritt weiter geht das zweite zielorientierte Szenario „**NACHHALTIGKEIT**“. Hier wird ein Zukunftspfad beschrieben, der die maßgeblichen Ziele einer nachhaltigen Entwicklung des Energiesystems erfüllt. Dies gilt insbesondere für die Verminderung der Treibhausgasemissionen (Minderung der bundesweiten CO_2-Emissionen um 80 % bis 2050 gegenüber 1990 bzw. derjenigen in BW um 68 %) als Leitindikator. Im diesem Szenario wird im Vergleich zum Szenario „Effizienz“ davon ausgegangen, dass zur intensiveren Ausschöpfung der Effizienzpotenziale und der REG-Potenziale deutlich weitergehende Politikmaßnahmen mit höherer Umsetzungsintensität ergriffen werden. Durch die mit diesem Entwicklungspfad verbundenen strukturellen Veränderungen und veränderten Preisrelationen kommt es bei

den Verbrauchern auch zu einem bewussteren Umgang mit Energie, der die Umsetzung der Effizienzpotenziale weiter erleichtert. Die insgesamt höhere Sensibilisierung der Verbraucher in Bezug auf die Nutzung von Energie, so die Annahmen, führt damit zu einer zusätzlichen Erhöhung der Ausschöpfungsraten. Zudem fällt es leichter auch nicht-technische Maßnahmen umzusetzen. In diesem Szenario soll geprüft werden, ob BW seinen Beitrag zur Treibhausgasminderung in dem angestrebten Umfang bis 2010 (Umweltplan) und längerfristig (Zielvorgaben in Abschnitt 1.1) leisten kann und ob dies mit einem praktikablen Maßnahmenbündel möglich ist. Auch der mögliche Nutzen einer derartigen zielgerichteten Entwicklung soll dargelegt werden.

Im Vordergrund der Untersuchung steht der Stromsektor; allerdings muss auch der Wärmemarkt auf seine möglichen Beiträge zu Ressourcenschonung, Klimaschutz und neuen Wertschöpfungsmöglichkeiten hin berücksichtigt werden, da zahlreiche Wechselwirkungen (KWK-Bereich, Stromanwendungen im Wärmemarkt) bestehen und CO_2-Minderungsmaßnahmen nach ihrer Wirtschaftlichkeit eingeordnet werden sollten und nicht nach ihrer sektoralen Zugehörigkeit. Zudem ist offensichtlich, dass der Ausstieg aus der Kernenergie die mittelfristigen Treibhausgasminderungsziele beeinflussen wird, die für BW bisher stets unter Beibehaltung der Kernenergienutzung gesetzt wurden und eine isolierte Betrachtung des Stromsektors aus klimapolitischer Sicht nicht sinnvoll ist, Ebenso ist zu berücksichtigen, dass im Wärmebereich allgemein große Energieeinsparpotenziale zu vertretbaren Kosten vorhanden sind.

Der Verkehrssektor wird nur soweit vertieft, wie er für die Ermittlung des Strombedarfs von Belang ist. In den Szenarien wird der gesamte Verkehrssektor jedoch bilanztechnisch berücksichtigt und sein potenzieller Beitrag zur CO_2-Minderung in Ablehnung an laufende Untersuchungen berücksichtigt. Dabei wird auch auf die im Umweltplan BW genannten Zielsetzungen für den Verkehrssektor zurückgegriffen. Der Zeithorizont reicht bis zum Jahr 2050, um einerseits die Marktentwicklung der REG bis in energiewirtschaftlich relevante Größenordnungen verfolgen und ihre Rückwirkungen auf die übrige Energieversorgung ausreichend beschreiben zu können. Andererseits soll vor dem Hintergrund des ehrgeizigen Treibhausgasminderungsziel 2050 und aus dem damit verbundenen Anspruch einer nachhaltige Energieversorgung abgeleitet werden, welche Maßnahmen jetzt bzw. in absehbarer Zeit erforderlich sind, um die gewünschte Entwicklung erfolgreich einleiten zu können. Im Vergleich zum bestehenden energiepolitischen Instrumentarium können dann Handlungsempfehlungen für die Landesregierung abgeleitet werden.

2 Ableitung energiebedarfsbestimmender Größen

2.1 Zeitliche Entwicklung der wesentlichen energiebedarfsbestimmenden Größen

Die Abschätzungen des künftigen Energiebedarfs und der zukünftigen Effizienzpotenziale (siehe die Szenarien TREND, EFFIZIENZ und NACHHALTIGKEIT im Kapitel 3) im Bereich der Strom- und Wärmenachfrage in Baden-Württemberg müssen im Zusammenhang mit den Annahmen über die künftige Entwicklung von Bevölkerung und Wirtschaft gesehen werden. In den einzelnen Wirtschaftszweigen sind dabei unterschiedliche Größen als energiebedarfsbestimmend gewählt. Im Sektor Privathaushalte bietet sich beispielsweise, ausgehend von der angenommenen Bevölkerungsentwicklung, eine Ableitung von Kenngrößen nach Anwendungszweck an (neben der Veränderung der Zahl der Haushalte z. B. die Entwicklung der Wohnfläche für den Raumwärme-Energieverbrauch). Im Industrie- und Dienstleistungsbereich ist die ökonomische Entwicklung (z. B. die Bruttowertschöpfung) eine geeignete Bezugsgröße zum sektoralen Energieverbrauch. Beim sehr heterogenen Wirtschaftszweig "private und öffentliche Dienstleistungen und sonstige Verbraucher" (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) inkl. Land- und Forstwirtschaft und Baugewerbe; im Folgenden: sonstige Verbraucher) ist allerdings in vielen Fällen eine Verknüpfung von Strom- und Wärmebedarf mit der jeweiligen Zahl der Erwerbstätigen bzw. der beheizten Nutzfläche eher zielführend als eine Verknüpfung mit makroökonomischen Größen. Die folgenden Schätzwerte werden sowohl für das Szenario TREND als auch für die Szenarien EFFIZIENZ und NACHHALTIGKEIT angenommen (speziellere Annahmen, z. B. zur Entwicklung der Warmwasser-Nachfrage pro Kopf oder zur Ausstattung der privaten Haushalte mit Elektrogeräten, siehe dort).

2.1.1 Bevölkerungsentwicklung in Baden-Württemberg bis 2050

In einer Bevölkerungsvorausberechnung des Statistischen Bundesamtes (2000a und 2001) und der Statistischen Landesämter (9. Version 2001) wurden 2001 für Deutschland die bestimmenden Komponenten Geburtenhäufigkeit, Sterblichkeit und Binnen- und Außenwanderungen koordiniert. Dabei wurden für zwei Varianten eine konstante Geburtenhäufigkeit angenommen (zusammengefasste Geburtenziffer von 1,4; notwendig wären zur Erhaltung der Bevölkerungszahl statistisch 2,1 Kinder), ein Anstieg der Lebenserwartung bis 2050 um vier Jahre sowie ein langfristiger positiver Wanderungssaldo von 100.000 Personen (Variante 1) bzw. 200.000 Personen (Variante 2) für Deutschland insgesamt. Unter diesen Voraussetzungen wurden Rückgänge der Gesamtbevölkerung bis 2050 von 82,06 Mio. (1997) auf 64,40 Mio. (Variante 1; d. h. -21,5 %) sowie auf 69,94 Mio. (d. h. -15 %) ermittelt. Für beide Varianten sind auch Abschätzungen auf Länderebene verfügbar (**Tabelle 2.1**).

Die vom Statistischen Landesamt Baden-Württemberg für das Land genannten Rückgänge der Bevölkerungszahl bis 2050 sind mit 15,3 % (Variante 1; von 10,4 Mio. im Jahr 1998 auf 8,8 Mio.) sowie 8,2 % (Variante 2; 2050: 9,54 Mio.) etwas moderater als für das Bundesgebiet insgesamt. Zu berücksichtigen ist, dass Baden-Württemberg zur Zeit neben Bayern noch das einzige Bundesland mit einem Geburtenüberschuss ist. Bei einer Bevölkerungszunahme um 50.000 zwischen 1998 und 1999 entfielen nach Angaben des Statistischen Bundesamtes (Wirtschaft und Statistik 12/2000) rund 11.000 auf den Geburtenüberschuss und 39.000 auf einen Überschuss bei den Zuzügen, davon 30.000 über die Staatsgrenzen und 9.000 zwischen den Bundesländern. Die Variante 2, die eine größere Zuwanderung annimmt, und einen Rückgang der Bevölkerung pro Jahr bis 2050 um 0,16 % unterstellt (Variante 1: -0,32 %), wurde im Folgenden als Referenzentwicklung herangezogen. Damit wurde sowohl eine relativ hohe Attraktivität des Landes für Kriterien wie Wohnen und Arbeiten etc. gegen-

über anderen Bundesländern angenommen als auch günstigere Verhältnisse im Hinblick auf die Altersstruktur.

Bis 2050 wird somit erwartet, dass die Einwohnerzahl von Baden-Württemberg im Vergleich zum Bund unterproportional abnimmt. Sowohl für die Altersgruppen "unter 20 Jahre" als auch "20 bis 60 Jahre" werden die Landesanteile höher als die Bundesanteile, d. h. es wird von einer "relativ jüngeren Gesellschaft" ausgegangen.

Bis 2020/2030 wird ein weiterer Anstieg der **Zahl der privaten Haushalte** in Baden-Württemberg von 4,7 auf 5,1 Mio. angenommen. Erst danach wird mit einem Rückgang gerechnet (2050: 4,8 Mio.). Nicht zuletzt auf Grund der in Tabelle 2.1 gezeigten Veränderungen der Altersstruktur ist von einer Reduktion der durchschnittlichen Haushaltsgröße auszugehen. Im Einklang mit Schätzungen von Prognos (2001) für Deutschland wird für Baden-Württemberg ein Rückgang von – statistisch – 2,2 Personen je Haushalt auf 2 Personen im Jahr 2050 erwartet.

Tabelle 2.1: Rahmendaten der demografischen Entwicklung in Baden-Württemberg, 1998 bis 2050 (Referenz-Entwicklung)

Bevölkerungsvorausberechnung (Variante 2 des Statistischen Landesamtes Baden-Württemberg als Referenzentwicklung)				
Jahre	**Insgesamt (Mio.)**	**Altersklassen in % (Jahre)**		
		Unter 20	**20-60**	**60 u. mehr**
1998	10,397	22,3	56,8	20,9
2010	10,583	20,1	55,1	24,8
2020	10,558	18,0	53,8	28,2
2030	10,382	17,8	48,4	33,8
2040	10,024	17,2	48,3	34,4
2050	9,542	16,7	48,3	35,0
Schätzungen der Zahl der privaten Haushalte				
Jahre	**Mio.**		**Personen pro Haushalt (statistisch)**	
1998	4,7		2,21	
2010	5,0		2,12	
2020	5,1		2,07	
2030	5,1		2,04	
2040	5,0		2,00	
2050	4,8		1,99	

Quellen: Statistisches Bundesamt (2000a und 2001) und Statistisches Landesamt Baden-Württemberg (2000 und 2001a); eigene Berechnungen und Abschätzungen

2.1.2 Gesamtwirtschaftliche Entwicklung

Eher "verhalten optimistische Szenarien" für Deutschland gehen von einer weiteren Intensivierung der internationalen Arbeitsteilung aus (Export), zunehmender Liberalisierung der Güter- und Finanzmärkte in der wachsenden EU bei niedrigen Zinsen, geringer Inflation, einer am Produktivitätsfortschritt angelegten Lohnpolitik, Innovationen auf breiter Basis sowie bei einem weiteren Strukturwandel (starke Abnahme der Industriebeschäftigung) hin zu privaten Dienstleistungen (vgl. [Prognos 2001]). Im Folgenden wird daneben auch auf ex-post-

Analyse-Werte (Mitte der siebziger Jahre bis Ende des Jahrhunderts) des Anstiegs des realen Bruttoinlandsprodukts (BIP) pro Kopf und Jahr zurückgegriffen (mittlerer linearer Zuwachs in DM, in Preisen von 1991).

Sowohl für die alten Bundesländer als auch für Baden-Württemberg ergaben entsprechende Untersuchungen für ausgewählte Zeiträume (1970-1990) einen Zuwachs von etwa 700 bis 800 DM pro Kopf und Jahr. In den neunziger Jahren war dieser Wert jeweils deutlich niedriger. Für Deutschland angenommene Schätzwerte von 1.300 DM pro Kopf und Jahr und mehr wurden als sehr optimistisch angesehen (z.B. [Prognos 2001] für 1998 bis 2050 und [IEA 2000] für 1998 bis 2010). Auch bei einem jährlichen Anstieg von etwa 1.000 DM/Kopf würde das Attribut "optimistisches Szenario" somit nicht in Frage gestellt. Daraus leitet sich ein (in die übliche Form der Wachstumsrate transponiertes) langfristiges Wirtschaftswachstum für Baden-Württemberg von insgesamt real knapp 1,2 %/Jahr ab (bzw. 1,4 %/Jahr pro Kopf). In Übereinstimmung mit den Annahmen zur Bevölkerungsentwicklung und -struktur ergibt sich somit eine rückläufige Rate des Wachstums bis 2050 bzw. eine Verdopplung des BIP pro Kopf im Zeitraum 1998 bis 2050 (siehe **Tabelle 2.2**).

Aus der angenommenen Entwicklung der Bruttowertschöpfung (BWS) der Wirtschaftssektoren als Maßstab für die wirtschaftliche Leistung dieser Bereiche in der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung lassen sich die sektorale Wirtschaftsentwicklung und der für Baden-Württemberg erwartete Strukturwandel darstellen (**Tabelle 2.3**).

Tabelle 2.2: Rahmendaten zur wirtschaftlichen Referenz-Entwicklung in Baden-Württemberg; 1998 bis 2050

Angenommene Veränderungen insgesamt (Indexwerte, 1998 = 100)			
Jahre	**Bruttoinlandsprodukt (BIP) in Preisen von 1995**		**BIP pro Kopf in Preisen von 1995**
1998=100	524,719 Mrd. DM (268,3 Mrd. Euro)		50 TDM (25,8 Tsd. Euro)
1999	533,936 Mrd. DM (273 Mrd. Euro)		51 TDM (26,1 Tsd. Euro)
2010	Indexwerte: 121		31 Tsd. Euro
2020	141		36 Tsd. Euro
2030	157		41 Tsd. Euro
2040	172		46 Tsd. Euro
2050	186		52 Tsd. Euro
Durchschnittliche Veränderungen pro Jahr (%)			
Jahre	**Bevölkerung**	**reales BIP**	**reales BIP/Kopf**
1999-2010	0,1	1,6	1,5
2010-2020	0	1,5	1,5
2020-2030	-0,2	1,1	1,3
2030-2040	-0,4	0,9	1,3
2040-2050	-0,5	0,8	1,3
1999-2050	**-0,2**	**1,2**	**1,4**

Quellen: Statistisches Landesamt Baden-Württemberg (2000 und 2001b), Prognos (2001); eigene Berechnungen und Abschätzungen

Tabelle 2.3: Schätzung der Bruttowertschöpfung (in Preisen von 1995) in den Sektoren "Verarbeitendes Gewerbe" (Industrie) und "Handel, Gewerbe, Dienstleistungen" (GHD) inkl. Land- und Forstwirtschaft und Baugewerbe; Trendszenario 1998 bis 2050

Verarbeitendes Gewerbe (1998 = 100)					
Branchen	**2010**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Ernährung	109	117	117	102	95
Textil/Bekleidung	109	109	97	97	97
Papier, Verlag, Druck	123	148	158	168	168
Chemische Industrie	120	133	155	177	188
Gummi/Kunststoffwaren	116	124	140	155	171
Glas, Keramik etc.	121	128	154	154	128
Metallerzeugung, -bearb. etc.	121	133	157	163	169
Maschinenbau	126	151	174	186	202
Büromaschinen, DV-Geräte und Elektrotechnik	133	161	178	190	202
Fahrzeugbau	122	150	156	163	170
Restliche Branchen[1)]	111	123	141	152	147
Insgesamt [2)]	123	143	158	168	**175**
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie Land- und Forstwirtschaft und Baugewerbe (1998 = 100)					
Wirtschaftsbereiche	**2010**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Land- u. Forstwirtschaft	88	79	75	72	70
Baugewerbe	91	83	75	67	59
Handel, Gastgewerbe, Verkehr	103	106	109	109	109
öffentl., priv. Dienstleistungen	126	151	179	206	231
Insgesamt	118	135	154	171	**188**

Anmerkungen:
[1)] Zusammensetzung: Gewinnung von Steinen/Erden und sonstiger Bergbau, Leder- und Holzgewerbe, Herstellung von Möbeln, Schmuck etc., Recycling.
[2)] Ohne "Kokereien, Mineralölverarbeitung, Herstellung von Brutstoffen".

Quellen: Statistisches Landesamt Baden-Württemberg (2001b); eigene Berechnungen und Abschätzungen

Bei einer angenommenen Zunahme der realen Bruttowertschöpfung um insgesamt rund 86 % zwischen 1998 und 2050 wurde für die Industrie nur ein Anstieg der BWS um 75 % angenommen, für Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und sonstige Verbraucher dagegen um 88 % (vgl. Tabelle 2.3). Pro Jahr bedeutet dies ein Wachstum von durchschnittlich knapp 1,2 % insgesamt sowie 1,08 % für Industrie und 1,22 % für die übrigen Verbraucher bis 2050. Für den Zeitraum von 1998 bis 2020 wurde dort mit 1,4 %/a ebenfalls eine höhere Zunahme angenommen als für den Zeitraum 2020 bis 2050 (1,1 %/a).

Im **Industriesektor** wurde bis 2050 für die Branchen Maschinenbau und "Büromaschinen, DV-Geräte und Elektrotechnik" auf Grund hoher Exportpotenziale das stärkste Wachstum erwartet. Deutlich zunehmen dürfte auch der Beitrag der Chemischen Industrie (inkl. pharmazeutische Industrie bzw. Biotechnologie). Nur leicht unter dem Durchschnitt wurde der

Zuwachs im Fahrzeugbau angenommen. Verlierer des Strukturwandels bis 2050 dürften vor allem das Ernährungsgewerbe sowie die Textil- und Bekleidungsindustrie sein.

Weil für den Sektor Industrie die Entwicklung der realen Bruttowertschöpfung als Bezugsgröße des Energieverbrauchs dient, wurde von einer Abschätzung der Zahl der Erwerbstätigen, der Arbeitsproduktivität und einer Aufteilung nach Branchen abgesehen. Dennoch wurde die Industrie insgesamt eine Berechnung vorgenommen, um die genannten Daten in das Annahmengerüst einzuordnen: Insgesamt würde sich bei einer Reduktion der Zahl der Erwerbstätigen bis 2050 um 0,5 % pro Jahr eine Erhöhung der jährlichen Arbeitsproduktivität (reale Bruttowertschöpfung/Erwerbstätigen; BWS/ET) um knapp 1,6 % ergeben (**Tabelle 2.4**).

Gewinner des Strukturwandels (gemessen an der Bruttowertschöpfung) im Sektor **GHD/Land- und Forstwirtschaft/Baugewerbe** ist bis 2050 die Untergruppe Dienstleistungen, darunter insbesondere die privaten Dienstleistungen (Tabelle 2.3). Bereits auf mittlere Sicht sind bei der Land- und Forstwirtschaft und im Baugewerbe geringere reale Beiträge zur Bruttowertschöpfung zu erwarten. Für den Bereich "Handel, Gastgewerbe und Verkehr" wird ab 2030 keine weitere Zunahme angenommen.

Bei einer Abnahme der Zahl der Beschäftigten um 0,2 %/a zwischen 1999 und 2050 wurde nur im Teilsektor Dienstleistungen ein Zuwachs für möglich gehalten (ebenfalls rund 0,2 %/a). Beim Handel/Gastgewerbe/Verkehr wurde ein Rückgang um 0,6 %/a angesetzt, bei Land- und Forstwirtschaft und im Baugewerbe jeweils um 1,7 %/a (Tabelle 2.4). Daraus ergibt sich ein Anstieg der Arbeitsproduktivität (BWS/ET) des gesamten Sektors sowie der gesamten Dienstleistungen um 1,4 %/a. In den übrigen Teilbereichen liegt dieser Wert bei etwa 1 %/a und etwas darunter.

Tabelle 2.4: Annahmen zur Entwicklung der Erwerbstätigkeit im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) sowie Land- und Forstwirtschaft und Baugewerbe in Baden-Württemberg; Werte gerundet[1)]

Jahre	Land- und Forstwirtschaft	Baugewerbe	Handel, Gastgewerbe, Verkehr	öffentl. und private Dienstleistungen	Insgesamt
Erwerbstätige 1999 (in Tsd.)	117	333	938	1810	3198
Indexwerte (1999 = 100)					
2010	80	85	98	106	101
2020	65	73	93	111	100
2030	56	61	85	115	98
2040	49	51	78	112	94
2050	43	42	72	110	90

[1)] zum Vergleich (Erwerbstätige 1999 in Tsd.): Industrie 1611

Quelle: Statistisches Landesamt Baden-Württemberg (2000); Prognos (2001); eigene Berechnungen und Abschätzungen

2.1.3 Annahmen zu den Veränderungen der Wohn- und Nutzflächen

Zur Ermittlung der jeweiligen spezifischen und absoluten Raumwärmebedarfswerte waren die Veränderungen der Wohnflächen der Wohngebäude und der Nutz- und Wohnflächen der Nichtwohngebäude für Stichjahre abzuschätzen. Bei den Wohngebäuden wurde zwischen

Einfamilienhäusern, Zweifamilienhäusern sowie kleinen, mittleren und großen Mehrfamilienhäusern differenziert. Die Wohnflächenabschätzung betraf Gebäude mit Baujahren bis 1986 und die Altersklassen 1987 bis 1999 sowie ab 2000. Hierzu wurden jeweils Annahmen zur Entwicklung des spezifischen Heizenergiebedarfs getroffen. Bei den Nichtwohngebäuden wurden ebenfalls kleine, mittlere und große Einheiten gesondert betrachtet. Aus der gesamten Fläche wurde jeweils der beheizte Anteil isoliert (Wohngebäude: beheizte Fläche) und Sanierungsraten angenommen, insbesondere zu neu sanierten Flächen und zu verbleibenden unsanierten Flächen).

Wie aus **Tabelle 2.5** zu ersehen ist, wurde bis **2050** für Wohngebäude ein Anstieg der **Wohnfläche** in bewohnten Wohneinheiten (WE) um rund 25 % geschätzt. Danach ist ein Zuwachs der Wohnfläche pro Einwohner von 37 qm (1999) auf 51 qm (2050) zu erwarten (vgl. Szenario von [Kleemann et al. 2001] für Deutschland 2050: 52 qm Pro-Kopf-Wohnfläche; Annahmen hierfür sind z. B. starker Anstieg der kleinen Haushalte bis 2030 bzw. auch der danach weiter steigende Lebensstandard mit steigendem Flächenbedarf, Zusammenlegungen von kleinen WE und die Annahme, dass ältere Personen zunehmend allein in großen Familienwohnungen bleiben). Die Gesamtzahl der bewohnten WE steigt noch bis 2030 an und reduziert sich vor allem zwischen 2040 und 2050. Pro bewohnter WE wurde ein Anstieg der durchschnittlichen Wohnfläche von 92 qm (1999) auf 105 qm (2050) geschätzt.

Tabelle 2.5: Annahmen zur Entwicklung der Wohnflächen und der Nutzflächen im Sektor „Sonstige Verbraucher“ (GHD etc.) in Baden-Württemberg; Trendszenario 1998 bis 2050; Werte gerundet

Wohngebäude[1)]					
	Wohnflächen (WF) in bewohnten Wohneinheiten (WE)				
Jahre	**Mio. qm**	**Index**	**qm WF/Einwohner**	**bewohnte WE (Mio.)**	**qm WF/WE**
1999	389	100	37	4,245	92
2010	422	108	40	4,539	93
2020	449	115	43	4,671	96
2030	469	120	45	4,734	99
2040	481	123	48	4,719	102
2050	485	124	51	4,622	105
[1)] ohne Wohnungen in Nichtwohngebäuden					
Nutzflächen im GHD-Sektor inkl. Land- u. Forstwirtschaft und Baugewerbe (in Mio. qm) [2)]					
Jahre	**Gesamt-Nutzfläche**	**beheizte Nutzfläche**	**beh. Wohn- u. Nutzfläche [2)]**	**Index**	
1999	259	189	196	100	
2010	269	196	204	104	
2020	274	199	207	106	
2030	278	202	211	108	
2040	272	198	206	105	
2050	269	195	203	104	
[2)] inkl. Wohnungen in Nichtwohngebäuden					

Quellen: Statistisches Landesamt Baden-Württemberg (2001c); eigene Abschätzungen

Sowohl für die Gesamtnutzfläche als auch die **beheizte Wohn- und Nutzfläche** der sonstigen Verbraucher wurde für den Zeitraum von 1999 bis 2050 ein Zuwachs von insgesamt 4 % angenommen (vgl. Tabelle 2.5). In absoluten Werten ist bis 2030 ein kontinuierlicher Anstieg der beheizten Wohn- und Nutzfläche um nahezu 8 % von 196 auf 211 Mio. qm zu erwarten. Erst danach wurde ein Rückgang um 4 % auf 203 Mio. qm zu Grunde gelegt.

2.2 Vergleiche und Einordnung

In einer Zeit, in der bereits kurzfristige Konjunkturprognosen nach einigen Monaten von wirtschaftswissenschaftlichen Forschungsinstituten revidiert werden, müssen dem Betrachter langfristige Betrachtungen suspekt sein. Die in Kapitel 2.1 skizzierte Entwicklung wesentlicher energiebedarfsbestimmender Größen hat diese kritische Haltung stets vor Augen. Bereits die Fehleinschätzung eines Elements des Datensatzes kann das Ergebnis stark beeinflussen und das insgesamt zweifellos spekulative Bild obsolet werden lassen. Beispielsweise sei an die künftig zu erwartende demografische Entwicklung erinnert und an die in dieser Frage offenbar bestimmenden Komponenten Binnen- und Außenwanderungen.

Den Autoren lagen sowohl amtliche Vorausberechnungen als auch Abschätzungen anderer Forschungsinstitute vor, z. B. von Prognos (2001) für Deutschland und der Universität Stuttgart für Baden-Württemberg [IER; Fahl et al., November 1999].

Zur künftigen Entwicklung der Einwohnerzahl im Land bis 2050 konnten die aktuellen Daten des Statistischen Landesamtes Baden-Württemberg herangezogen werden (Variante mit einem relativ hohen Wanderungssaldo). Die von IER hierzu bis 2030 gemachten Annahmen basieren auf älteren Abschätzungen und liegen bereits für diesen Zeitpunkt nahezu eine halbe Million höher (10,84 Mio. gegenüber 10,38 Mio.).

Die Rahmenannahmen zur Wirtschaftsentwicklung des IER liegen bei real 2,0 %/a zwischen 1998 bis 2030, wobei ein Abflachen nach einem Zuwachs von 2,3 %/a bis 2005 sowie 2,0 %/a zwischen 2005 und 2020 mit 1,7 %/a für 2020 und 2030 erwartet wird (Basis: [Prognos 1993]. Eine Fortschreibung liegt nicht vor.

In einer Szenariendarstellung von Prognos (2001) für die Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ des Deutschen Bundestages wird von einem langfristigen realen Wirtschaftswachstum für Deutschland von 1,4 %/a ausgegangen (Pro-Kopf: 1,8 %/a bzw. linear rund 1.325 DM oder 677,5 Euro pro Kopf und Jahr). Damit wird der in der Vergangenheit erreichte lineare Pro-Kopf-Zuwachs von etwa 700 bis 800 DM/Jahr (etwa 360 bis 410 Euro/Jahr; vgl. 2.1.2) deutlich übertroffen und von den Autoren als Grundlage einer Referenz-Entwicklung nicht geteilt.

Auch angesichts des relativ geringen realen BIP-Wachstums in Baden-Württemberg in den neunziger Jahren (1991-1999, in Preisen von 1995: 0,9 %/a; Rezessionsjahr 1993: -4,7 %) wurde letztlich im Trendszenario der Anstieg des realen BIP bis 2050 auf 1,2 %/Jahr bzw. 1,4 % pro Kopf und Jahr festgelegt (mittlerer linearer Zuwachs etwa 1.000 DM/Kopf und Jahr bzw. rund 510 Euro/Kopf und Jahr). Da damit der oben genannte, für mehrere Jahrzehnte beobachtete Durchschnittswert des absoluten Pro-Kopf-Wachstums noch übertroffen wird, können selbst die vorliegenden ökonomischen Rahmendaten als optimistische Einschätzung – und vielleicht nur durch eine höhere Immigrationsrate erreichbare Entwicklung – betrachtet werden.

3 Effizienzpotenziale in den Nachfragesektoren

3.1 Struktur des Endenergieverbrauchs im Basisjahr 1999

3.1.1 Endenergieverbrauch insgesamt

In Baden-Württemberg erreichte der Endenergieverbrauch (EEV) im Jahr 1999 einen Wert von 1089 PJ/a (**Tabelle 3.1**; nicht bereinigt um Temperaturschwankungen). Die „1000-PJ/a-Grenze“ wurde erstmals im Jahr 1991 mit rund 1.030 PJ/a übertroffen. Zwischen 1973 und 1991 war ein Anstieg von insgesamt etwa 15 % erfolgt, insbesondere wuchs der EEV aber vor allem ab 1984 nach Beendigung der Ölpreiskrise (Anstieg 1984 bis 1991: 13,6 %). Seit 1991 ergab sich ein Zuwachs um 5,7 %, wobei 1999 der Vorjahreswert um rund 0,4 % unterschritten werden konnte (Quelle: [Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg 2001]).

Wie bereits seit langer Zeit ergeben sich in Baden-Württemberg für einzelne Energieträger auch für 1999 im Vergleich zum Bundesdurchschnitt relativ stark abweichende Anteile am EEV. Vor allem für „Mineralöl“ (Anteil am gesamten EEV 52,8 % im Vergleich zu 46,0 % in Deutschland insgesamt) und „Strom“ (20,8 % gegenüber 18,3 %) waren diese Werte zum Beispiel deutlich höher. Während die Fernwärme-Anteile nahezu identisch waren, ergaben sich für Erdgas (20,8 % zu 23,4 %) sowie Stein- und Braunkohle (1,5 % zu 5 %) und „sonstige Energieträger“ (Holz, Stadtgas, Kokereigas und Gichtgas) mit 0,8 % gegenüber 4,7 % geringere Anteilswerte.

Bei sektoraler Betrachtung werden insbesondere strukturelle Effekte transparent. Nur noch 19,3 % des landesweiten EEV (wiederum nicht temperaturbereinigt) entfiel 1999 auf die Industrie (Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe; 1991: 24,1 %). Der Anteil des Energiebedarfs des Sektors Verkehr ist zwischen 1991 und 1999 ebenso gestiegen (von 28,0 % auf 31,5 %) wie der des Sektors „Haushalte und sonstige Verbraucher“ (von 47,9 % auf über 49 %).

Tabelle 3.1: Sektoraler EEV nach Energieträgern in PJ/a; Anteile in % (BW 1999)

Sektoren EEV in PJ/a	Kohle	Öle	Gase	Fern-wärme	sonstige	Strom	Summe	Anteile
Industrie	14,5	38,4	61,1	7,6	0,4	88,0	210,0	19,3 %
Verkehr	-	336,3	-	-	-	6,2	342,5	31,5 %
Haushalte	1,4	142,9	97,8	17,2	8,4	64,8	332,5	30,5 %
sonstige Verbraucher (GHD)	0,3	57,0	67,6	11,9	0,2	67,2	204,2	18,7 %
Summe	16,2	574,6	226,5	36,7	9,0	226,2	1089,2	100 %
Anteile	1,5 %	52,8 %	20,8 %	3,4 %	0,8 %	20,8 %	100 %	

Quelle: [Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg 2001]; [Statistisches Landesamt Baden-Württemberg 2001] Werte gerundet

In der Energiebilanz des Landes Baden-Württemberg, die vom Statistischen Landesamt erstellt wird, ist keine Aufteilung des Energieverbrauchs der „Haushalte und sonstigen Verbraucher“ enthalten (insgesamt etwas über 536 PJ/a). Nach Schätzungen des FhG-ISI

für 1999 dürften die Anteile der Haushalte an diesem Gesamtwert bei etwa 62 % sowie der übrigen Verbraucher wie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) bei rund 38 % liegen.

Daraus ergibt sich folgende sektorale Struktur des EEV in Baden-Württemberg im Basisjahr 1999 (ohne Bereinigung um Klimaeffekte): Verkehr rund 31,5 % (oder 342,5 PJ/a), Haushalte 30,5 % (332 PJ/a), Industrie 19,3 % (210 PJ/a) sowie GHD-Sektor 18,7 % (204 PJ/a).

Getrennt nach Brennstoff- und Stromverbrauch wurden die sektoralen Anteile des EEV nach **Anwendungszweck und Energieträgern (Tabelle 3.2)** geschätzt. Dabei wird vor allem auf eine Ausarbeitung von TU München und RWE zurückgegriffen, die sich auf das gesamte Bundesgebiet bezieht [Geiger, Lindhorst 2001]. Diese Werte dürften aber weitgehend mit den Daten für das Land Baden-Württemberg korrespondieren.

Tabelle 3.2: Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg 1999 nach Sektoren, Anwendungszweck und Energieträgern (Werte gerundet)

PJ/a	Raum-wärme	Warm-wasser	Prozess-wärme	Kraft und Licht	Summe (gerundet)
Sektoren					
Industrie	29,3	2,0	112,7	65,9	210,0
Anteile	*14 %*	*1 %*	*54 %*	*31 %*	*100 %*
GHD	121,0	9,0	21,6	52,4	204,0
Anteile	*59 %*	*4 %*	*11 %*	*26 %*	*100 %*
Haushalte	244,8	41,0	13,4	32,8	332,0
Anteile	*74 %*	*12 %*	*4 %*	*10 %*	*100 %*
Verkehr	0	0	0	342,5	342,5
Anteile	*0 %*	*0 %*	*0 %*	*100 %*	*100 %*
Summe	**395,0**	**52,0**	**148,0**	**494,0**	**1089,0**
Anteile	*36 %*	*5 %*	*14 %*	*45 %*	*100 %*
Energieträger					
Strom	14,9	14,5	51,0	145,8	226,2
Anteile	*6,6 %*	*6,4 %*	*22,5 %*	*64,5 %*	*100 %*
Gase	158,7	16,9	50,0	0,9	226,5
Anteile	*70,1 %*	*7,5 %*	*22,1 %*	*0,4 %*	*100 %*
Öl	181,7	16,0	30,0	347,0	574,6
Anteile	*31,6 %*	*2,8 %*	*5,2 %*	*60,4 %*	*100 %*
Kohle	3,0	0	13,2	0	16,2
Anteile	*18,5 %*	*0 %*	*81,5 %*	*0 %*	*100 %*
Fernwärme	28,7	4,0	4,0	0	36,7
Anteile	*78,2 %*	*10,9 %*	*10,9 %*	*0 %*	*100 %*
sonstige	8,0	0,6	0,4	0	9,0
Anteile	*88,9 %*	*6,7 %*	*4,4 %*	*0 %*	*100 %*
Summe	**395,0**	**52,0**	**148,0**	**494,0**	**1089,0**

Quellen: [Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg 2001]

Etwa 45 % des EEV des Landes entfielen danach auf Kraft und Licht (inkl. Verkehr), 36 % auf die Raumwärme, rund 14 % auf Prozesswärme und 5 % auf die Warmwasserbereitung (WW). Sektorale Verbrauchsschwerpunkte sind bei der Industrie die Prozesswärme (54 %) sowie bei GHD und privaten Haushalten jeweils der Raumwärmebereich (Anteile von 59 % und 74 %). Der EEV Strom (226 PJ/a) teilt sich nach folgenden Verwendungen auf: Kraft/Licht etwa 64,5 %, Prozesswärme 22,5 %, Raumwärme 6,6 % und WW 6,4 %.

Von denn 77 Mio. t CO_2, die 1999 in Baden-Württemberg durch die energetische Nutzung fossiler Energieträger emittiert wurden, entfielen 25 Mio. t auf den Verkehr, 23 Mio. t auf Haushalte und Kleinverbraucher, 16 Mio. t auf die Stromerzeugung, 8 Mio. t auf die Industrie sowie 5 Mio. t auf Sonstige [Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg 2001].

3.1.2 Fokus Stromverwendung

Der Bruttostromverbrauch des Landes Baden-Württemberg lag 1999 bei 71,3 Mrd. kWh/a. Dabei sind Eigenverbrauch und Pumpstromverbrauch sowie der Verbrauch der Raffinerien (6,6 Mrd. kWh/a) sowie die Netzverluste (1,9 Mrd. kWh/a) einbezogen. Der EEV Strom in den Verbrauchssektoren Industrie, Haushalte, GHD und Verkehr hat somit insgesamt rund 62,8 Mrd. kWh/a (226 PJ/a) betragen.

Der GHD- und der Industrie-Sektor werden in **Tabelle 3.3** weiter aufgegliedert. Im Energiebericht 2000 [Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg 2001] wird der EEV der „sonstigen Verbraucher“ (GHD) näher beleuchtet. Der Strombedarf von Handel/Gewerbe war danach deutlich höher als der von öffentlichen Einrichtungen und der Landwirtschaft. Allerdings lässt sich ein relativ hoher Wert (4 Mrd. kWh/a) nicht eindeutig einer Verbrauchergruppe zuordnen.

Tabelle 3.3: Stromverbrauch in Baden-Württemberg nach Verbrauchssektoren (EEV Strom 1999; Werte gerundet)

Sektoren	Mrd. kWh/a	EEV Strom (sektorale Anteile in %)
Industrie	24,4	38,9
Darunter - Fahrzeugbau u. Papiergewerbe - Maschinenbau	 4,1 2,2	
Haushalte	18,0	28,6
GHD	18,7	29,7
Darunter - Handel, Gewerbe - öffentliche Einrichtungen - Landwirtschaft - nicht eindeutig zuordenbar	 9,1 4,5 1,0 4,1	
Nachrichtlich: Verkehr (Bahnen)	1,7	2,7
Summe	**62,8**	**100**

Quelle: [Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg 2001]

Für die Industrie gibt die Energiebilanz 1999 weitere Hinweise zum EEV Strom nach Branchen. Vom gesamten industriellen EEV Strom (88 PJ/a oder 24,5 Mrd. kWh/a) entfielen allein 14,9 bzw. 14,6 PJ/a (jeweils rund 4,1 Mrd. kWh/a) auf die Herstellung von Kraftwagen etc. bzw. auf das Papiergewerbe, gefolgt vom Maschinenbau (8 PJ/a oder 2,2 Mrd. kWh/a), die Herstellung von Metallerzeugnissen und die Chemie (je 6 PJ/a bzw. 1,7 Mrd. kWh/a) sowie die Gummi- und Kunststoffherstellung (5,9 PJ/a bzw. 1,6 Mrd. kWh/a). Weitere wichtige industrielle Stromverbraucher im Land sind das Ernährungsgewerbe, NE-Metalle/Gießereien, Herstellung von Geräten zur Elektrizitätserzeugung und -verteilung etc. sowie Rundfunk-, Fernseh- und Nachrichtentechnik. Auf die genannten Branchen entfiel 1999 etwa 75 % des industriellen Stromverbrauchs in Baden-Württemberg.

3.1.3 Nutzenergieverbrauch

Unter der Annahme von Nutzungsgraden in Anlehnung an [Geiger, Lindhorst 2001] lassen sich Nutzenergiewerte der Endenergiesektoren für Raumwärme und andere Verwendungsarten ableiten und in einem Energieflussbild darstellen.

Aus **Abbildung 3.1** wird ersichtlich, dass 1999 bei der Erzeugung von Nutzenergien in den einzelnen Endenergieverbrauchssektoren des Landes Baden-Württemberg rund 50 % oder 541 PJ/a Endenergie verloren gingen (vgl. [Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg 2001]). Davon geht etwas mehr als die Hälfte auf das Konto des Verkehrs (insbesondere Straßenverkehr, Nutzungsgrad 19 %) und ein Fünftel auf die Prozesswärme (Nutzungsgrad 55 %). Bei der Raumwärme und Information und Kommunikation (IuK) liegen die angenommenen Nutzungsgrade deutlich höher. Ein sehr geringer Wert wird für die Beleuchtung angesetzt.

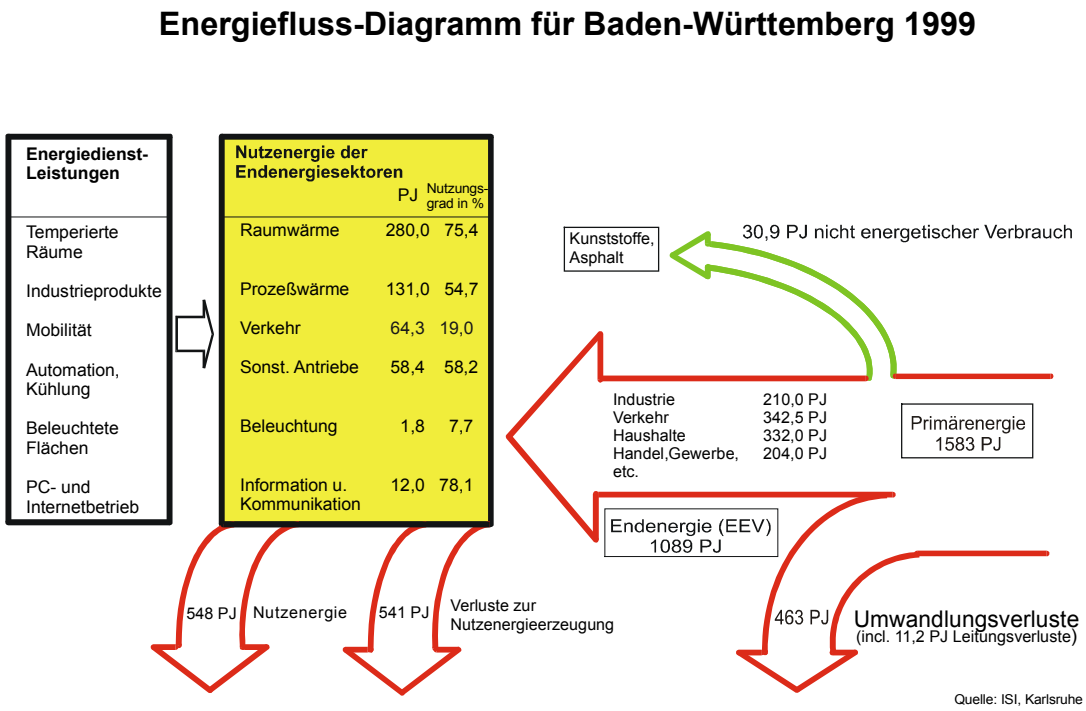


Abbildung 3.1: Nutzenergieverbrauch der Endenergiesektoren

Quelle: [Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg 2001]

3.2 Effizienz- und Substitutionspotenziale im Bereich der Stromnachfrage

3.2.1 Industrie

In der Industrie werden zwar sehr viele verschiedene Arten energieverbrauchender Techniken eingesetzt, aber es gibt eine ganze Reihe relativ gleicher, in allen Sektoren verwendeter Techniken, die sogenannten **Querschnittstechniken**, die im Folgenden zuerst beschrieben werden (vgl. auch [Cremer et. al. 2001]).

Rund zwei Drittel des gesamten Stromverbrauchs der Industrie entfällt auf **elektrische Antriebe**. Aus diesem Grund sind die elektrischen Antriebe einer der wichtigsten Ansatzpunkte zur Erhöhung der Energieeffizienz bei mechanischen Anwendungen in der Industrie. Darüber hinaus existieren bei den Endgeräten wie Pumpen, Ventilatoren und Kompressoren und bei den Systemen, in die sie integriert sind, von den Motoren unabhängige Optionen mit signifikanten Einsparpotenzialen.

Neben den herkömmlichen **Elektromotoren**, deren Konstruktion oft noch von der möglichst sparsamen Verwendung von Kupfer geprägt ist, gibt es auch energieeffiziente Elektromotoren auf dem Markt, bei denen die effiziente Nutzung des Stroms ein wichtiges Design-Element ist. Die Verwendung von energieeffizienten Elektromotoren und die Einsparpotenziale sind in verschiedenen Studien untersucht worden; z. B. geben [Almeida et al. 1996; 2000], [Landwehr et al. 1996; 1997] an, dass neben der Verwendung anderer Motoren vielfältige Einsparoptionen bei elektrisch betriebenen Systemen bestehen, wie die Optimierung der Auslegung des Gesamtsystems, die Verwendung hocheffizienter Endverbrauchsgeräte (Pumpen, Ventilatoren usw.), effiziente Kraftübertragung, qualitativ hochwertige Wartung und Reparatur und die Vermeidung von Überdimensionierung von Motoren.

Insgesamt können Effizienzverbesserungen am Motor, Drehzahlsteuerung und eine optimierte Auslegung des Gesamtsystems den Strombedarf für mechanische Zwecke um bis zu 15 % senken. Rund 70 % der erwähnten Maßnahmen sind heute bereits wirtschaftlich.

Über die Verbesserung der Antriebe hinaus gibt es vielfältige Optionen, die Energieeffizienz von **Druckluftsystemen** zu erhöhen [Radgen u. Blaustein 2001]: In vielen Fällen bestehen beträchtliche Einsparpotenziale durch den Einsatz effizienter druckluftbetriebener Endgeräte. Bei Trocknungs- und Blaseanwendungen können häufig Ventilatoren die vorhandenen Druckluftsysteme ersetzen. Weitere Optionen bestehen im Ersatz von Druckluftanwendungen durch hydraulische oder elektrisch betriebene Geräte, was Einsparungen bis zu 40 % zur Folge hat. Ferner kann die Energieeffizienz vieler Anlagen durch die Auswahl eines auf die Anforderungen der Nutzer optimal abgestimmten Kompressors um rund 7 % gesteigert werden. Mit dem Einsatz moderner Steuerungstechnologie lassen sich Druckluftbereitstellung und -abnahme besser aufeinander einstellen. Die Übergänge zwischen den Betriebszuständen des Kompressors können optimiert werden, und bei Systemen mit mehreren Kompressoren und mehreren Endgeräten lässt sich die Abstimmung der Komponenten deutlich verbessern. Die Verwendung fortgeschrittener Steuerungssysteme kann den Strombedarf um rund 12 % senken. Die Druckluft muss je nach Anwendung getrocknet und gefiltert werden, insbesondere um Öle und Staub zu entfernen. Durch eine bedarfsgerechte und optimierte Behandlung der Druckluft kann der Energieaufwand um rund 5 % gesenkt werden.

Bei der Erzeugung von Druckluft erzeugen Kompressoren zwangsläufig Wärme, die nicht selten einer weiteren Nutzung zugeführt werden kann. Für eine effiziente Nutzung ist ein Wärmeabnehmer erforderlich, dessen Lastcharakteristik der Verfügbarkeit der vom Kompressor bereitgestellten Wärme entspricht. Häufig kann die Abwärme der Kompressoren zur

Raumwärmeerzeugung eingesetzt werden, wenn ein Abnehmer in vertretbarer räumlicher Nähe vorhanden ist, was zu Einsparungen von bis zu 20 % führt.

Belegte Filter bewirken einen deutlichen Mehrverbrauch an Energie. Eine Überprüfung der Filter bei den Wartungen der Kompressoren und der bedarfsgerechte Wechsel von Filtern erhöht die Effizienz des Systems und spart rund 2 % ein.

Eine verbesserte Auslegung des Gesamtsystems, eventuell die Aufteilung auf mehrere Teilsysteme, bewirkt in vielen Fällen eine signifikante Energieeinsparung von rund 9 %. Der Druckabfall in einem Druckluftnetz kann durch Anpassung der Netzstruktur, Geometrie und Auswahl der Rohre in vielen Fällen noch gesenkt werden (3 %). Die Beseitigung von Leckagen ist eine der wichtigsten Optionen zur Minderung des Energieverbrauchs bei Druckluftanlagen. Die Verluste durch Leckagen sind immer noch beträchtlich. Durch regelmäßige Prüfung der Anlagen und Netze lassen sich Energieeinsparungen von 20 % erreichen.

Insgesamt ergibt sich ein aggregiertes Einsparpotenzial von mehr als 30 %. Die Mehrzahl der identifizierten Optionen zur Energieeinsparung beruhen nicht auf einzelnen technischen Maßnahmen, sondern auf einer verbesserten Planung, Nutzung und Instandhaltung der Druckluftanlagen. Rund 80 % des technischen Einsparpotenzials gelten heute schon als wirtschaftlich.

Pumpen und Ventilatoren beanspruchen rund ein Viertel des industriellen Stromverbrauchs. Große Einsparmöglichkeiten werden im Einsatz von drehzahlgesteuerten Motoren gesehen. Darüber hinaus bestehen in vielen Fällen weitere Optionen zur Minderung des Energieverbrauchs bei Pumpen und Ventilatoren. Oft entstehen hohe Verluste durch den Einsatz von überdimensionierten Motoren, die im Teillastbetrieb mit schlechten Wirkungsgraden gefahren werden. [Muller et al. 1995] geben an, dass häufig überdimensionierte Pumpen und Ventilatoren eingesetzt werden. Insgesamt ließen sich rund 20 % des Stroms für diese Anwendungen einsparen.

Ein verbessertes Design von Pumpen, die Auswahl eines für die Anwendung angepassten Pumpentyps sowie die Reduzierung der Oberflächenrauhigkeit und der internen Lecks bei Pumpen führen zu Reduzierungen von bis zu 10 %. Verbessertes Design von Ventilatoren und Auswahl eines für die Anwendung angepassten Ventilatortyps können ebenfalls Einsparungen bis zu 10 % erzielen. Insbesondere bestehen vielfach noch Verbesserungsmöglichkeiten in der Flügelgeometrie. Generell ist die Bedeutung einer konsequenten Wartung von Pumpen und Ventilatoren zu betonen.

Das aggregierte Potenzial liegt bei 25 %. Rund die Hälfte davon ist heute bereits wirtschaftlich.

Beleuchtung hat in der Industrie zwar nur einen Anteil an Stromverbrauch von rund 5 %, aber auch hier existieren Einsparpotenziale. Der Ersatz der konventionellen Vorschaltgeräte durch elektronische Vorschaltgeräte kann 15 % Strom einsparen; in Verbindung mit einer dimmbaren tageslichtabhängig geregelten Anlage sind bis zu 70 % Einsparung (bei Einschichtbetrieb und großen Oberlichtern) möglich. Aber auch eine Lichtschaltung über Bewegungsmelder in selten genutzten Räumen wie z. B. Lagerhallen oder die Nutzung von Zeitschaltuhren können zur Stromeinsparung in diesem Bereich beitragen.

Neben den Querschnittstechniken bestehen in einigen Branchen noch wesentliche **branchenspezifische Stromeinsparpotenziale**. Im Folgenden seien die wichtigsten aufgeführt:

Die **Papierherstellung** zählt zu den stromintensiven Branchen. Mit 2,4 MJ/DEM Produktionsoutput im Jahre 1997 lag der spezifische Stromverbrauch der deutschen Papierindustrie gut dreimal so hoch wie der Durchschnitt der gesamten Industrie. In Baden-Württemberg

fließen rund 17 % des industriellen Strombedarfs in die Papierherstellung und -verarbeitung, so dass diese Branche gleichauf mit der Automobilproduktion zu den größten Stromverbrauchern in diesem Land zählt.

In der Papierindustrie war in der Vergangenheit ein Verdrängungsprozess von Brennstoffen zugunsten von Strom zu beobachten. Dieser Trend wird sich erwartungsgemäß zwar fortsetzen, allerdings in abgeschwächter Form. Der Stromverbrauch (ca. 95 % entfallen auf Kraftprozesse) kann z. B. durch den Einsatz neuer Holzstoffverfahren (z. B. RTS-Verfahren, Thermopulp, „Explosion Pulping“), die Verbesserung der Stoffmahlung und die Optimierung der Stoffpumpen um einige Prozentpunkte reduziert werden. Ferner zieht der zunehmende Altpapiereinsatz Energieeinsparungen nach sich, da die stromintensive Holzstoffmahlung dadurch substituiert werden kann. Aufgrund der steigenden Qualitätsansprüche sind der Zunahme des Altpapiereinsatzes allerdings Grenzen gesetzt. Langfristig lässt sich der Strombedarf der Papierindustrie um 20 % gegenüber dem heutigen Stand der Technik senken.

Die **Herstellung von Kraftfahrzeugen** beansprucht ebenfalls etwa 17 % des gesamten industriellen Strombedarfs in Baden-Württemberg. Die Fahrzeugproduktion war in den neunziger Jahren durch einen stetig steigenden Elektrifizierungsgrad gekennzeichnet, bedingt durch zunehmende Mechanisierung sowie eine fortschreitende Brennstoffsubstitution durch Strom. Diesem Mehrbedarf an Strom stehen Einsparpotenziale durch geringe Leerlaufzeiten und sinkende Ausschussquoten gegenüber. Viele Techniken im Fahrzeugbau sind Querschnittstechniken. Hier können insbesondere durch energieeffizientere Motoren und Verbesserungen bei der Druckluftherstellung und Verwendung noch deutliche Stromeinsparpotenziale aktiviert werden. Durch konstruktive Maßnahmen lässt sich ferner der Strombedarf für das Schweißen reduzieren. Teilweise können Schweiß- auch durch Klebevorgänge ersetzt werden. Anders als in der Vergangenheit führt die zunehmende Automation inzwischen und auch künftig eher zu einer Senkung als zu einer Steigerung des Strombedarfs.

Insbesondere bei der Automobilproduktion wirkt sich der Trend zu höherwertigen Produkten bei einer volkswirtschaftlichen Betrachtung des spezifischen Energieverbrauchs im produzierenden Gewerbe aus: Da dieser auf eine monetäre Größe bezogen ist, führt eine Steigerung der wertmäßigen Produktion bei gleichem absoluten Energieeinsatz zu einer Senkung des spezifischen Energieverbrauchs. Da der Wert von Fahrzeugen überwiegend durch Know-how und Elektronikkomponenten steigt, welche weniger energieintensiv als konventionelle Kfz-Komponenten sind, steigt selbst bei ansonsten gleicher Produktionstechnik der Energiebedarf unterproportional zur monetären Entwicklung der Branche.

Der **Maschinenbau** ist mit einem Anteil von 9 % am gesamten Stromverbrauch der Industrie Baden-Württembergs der drittgrößte. Nach einer Stagnation in den letzten Jahren wird der spezifische Stromverbrauch zukünftig tendenziell sinken. Ursachen sind neben den Fortschritten in der Motoren- und Antriebstechnik (einschließlich Steuerungs- und Regelungstechnik) auch hier die weiter steigende Wertdichte und der trotz Automatisierung und Computerisierung nicht mehr zwangsläufig auftretenden Mehrverbrauch an Strom für Computer, Prozessrechner, Bildschirme, Drucker, Klimatisierung etc. Diese Geräte haben heute bei deutlich gestiegener Leistung wesentlich geringere spezifische Verbräuche als noch vor wenigen Jahren.

Den Prozessabschnitt mit dem größten Anteil am Stromverbrauch stellen Trennvorgänge dar. Der in der Automobilherstellung zu beobachtende Substitutionsprozess „Kleben statt Schweißen“ ist im Maschinenbau nicht signifikant. Über Auswirkungen neuer Verfahren wie Lasertechnologien auf den Energieverbrauch liegen noch keine Erkenntnisse vor.

Etwa 7 % des industriellen Strombedarfs Baden-Württembergs werden für die **Herstellung von Gummi und Kunststoffen** benötigt. Die spezifische Energieintensität ist mit

1,7 MJ/DEM realem Produktionsvolumen (1997) zwar deutlich geringer als der Industriedurchschnitt (2,5 MJ/DEM 1997), aber doch weit über den typischen Investitions- oder Ge-/Verbrauchsgüterindustrien, die unter 1 MJ/DEM liegen.

Langfristig werden Effizienzverbesserungen um gut 20 % erwartet, die vornehmlich durch eine weiter zunehmende Automatisierung und verfahrenstechnische Optimierung der Prozessabläufe erzielt werden. Aufgrund des relativen geringen Energiekostenanteils treten diese energetischen Verbesserungen allerdings eher als Begleiterscheinung von Verfahrensoptimierungen auf, die aufgrund der ständig steigenden Anforderungen an die Produktqualität vorgenommen werden. Recycling von Kunststoffen ist weiter auf dem Vormarsch und erfordert in der Kunststoffverarbeitung beträchtliche Lohn- und Energiekosten. Der volkswirtschaftliche Effekt kommt in der Branche Chemische Industrie durch die geringere Produktion der energieintensiven polymeren Substanzen zum Tragen.

Die **Steine-und-Erden-Industrie** macht in Baden Württemberg weniger als 4 % Anteil am Stromverbrauch der gesamten Industrie aus. In der Zementindustrie bestehen noch z. T. deutliche Potenziale zur Energieeinsparung im Einsatz fortgeschrittener Mahltechnologie. In der klassischen Mahltechnik werden unter 5 % der eingesetzten Energie tatsächlich zur Spaltung des Materials und Erzeugung neuer Oberfläche umgesetzt. Durch den Einsatz von modernen Gutbettmühlen lässt sich der Stromverbrauch gegenüber herkömmlichen Mahlverfahren um 25 bis 40 % reduzieren.

3.2.2 Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)

Der Energiebedarf für **Information und Kommunikation** im Sektor GHD wird für 1998 auf rund 8 % des Stromverbrauchs geschätzt. Unstrittig ist auch, dass der Bedarf an Informations- und Kommunikationsdienstleistungen zunehmen wird. Die damit verbundenen Veränderungen des Strombedarfs sind nur schwer abzuschätzen, da sich die Technologien und auch die Anwendungen in diesem Bereich noch stark wandeln dürften.

Der schnelle technologische Wandel im Bereich Information und Kommunikation bewirkte bisher, dass der Stromverbrauch nur in Sonderfällen, wie bei mobilen Anwendungen, ein Kriterium bei der Entwicklung neuer Geräte war. Wenn ausreichend Energie zur Verfügung stand, wurden allenfalls nachgeschaltete Verfahren zur Minderung des Stromverbrauchs eingesetzt, insbesondere um den Standby-Verbrauch zu senken. Das Hauptkriterium war bisher die Steigerung der Rechenleistung der Geräte. Die kontinuierliche Erhöhung der rechnerischen Leistungsdichte auf den Computerchips ließ die energetische Leistungsdichte ebenso ansteigen, so dass die Wärmeabfuhr von den großen Rechenprozessoren zu einer größeren technischen Herausforderung wird.

Die Leistungsfähigkeit vieler Informations- und Kommunikationssysteme ist inzwischen so groß, dass eine weitere Steigerung der primären Leistungsmerkmale nur noch bedingt als Differenzierungskriterium taugt. Daher ist zu erwarten, dass in Zukunft sekundäre Geräteeigenschaften wie der Energieverbrauch zum Bewertungskriterium werden und damit in der Entwicklung von vorneherein mehr berücksichtigt werden. Technische Restriktionen wie die Wärmeabfuhr tragen ebenso dazu bei, den Strombedarf zu reduzieren. [Kawamoto et al., 2001] haben abgeschätzt, dass sich der Stromverbrauch in diesen beiden Bereichen durch konsequente Nutzung von Power-Management Systemen um rund 23 % senken ließe. Bei zusätzlicher konsequenter Nachtabschaltung nicht benötigter Geräte ließen sich die Einsparungen auf 25 % erhöhen.

Die deutlich niedrigere Leistungsaufnahme von mobilen Geräten zeigt, dass der Energieverbrauch aller Informations- und Kommunikationsgeräte auf die Werte der mobilen Geräte gesenkt werden kann. So benötigen die TFT-Bildschirme nur noch 20 bis 30 W während vergleichbare konventionelle Röhrengeräte rund 80 bis 120 W benötigen. Ein Notebook-

Computer kommt mit 20 W aus, während ein Tower-PC 40 bis 80 W benötigt. Das technische Einsparpotenzial für den Energieverbrauch für Information- und Kommunikation ergibt sich damit aus den Einsparmöglichkeiten, die sich bei heutigen mobilen Geräten ergeben und aus der Absenkung des Energieverbrauchs auch der stationären Geräte auf Werte dieser Größenordnung.

Wachsende Bedeutung kommt trotz im Einzelfall geringen spezifischen Verbräuchen alle mit der (Tele-)Kommunikation zusammenhängenden Geräte und Einrichtungen zu: Festnetz- und Mobiltelefon etc., die entweder im Stand-by-Betrieb am Netz arbeiten oder immer wieder über Ladegeräte Strom für die Akkus aus dem Netz ziehen. Während konventionelle Netzteile bis zu 5 W Leerlaufverbrauch haben, kommen elektronische mit weniger als einem Watt aus. Da diese Geräte häufig auf der Sekundärseite geschaltet werden, lassen sich so pro Gerät rund 35 kWh/a einsparen. Noch deutlicher können die Einsparungen z.B. bei Faxgeräten sein, die im Stand-by-Betrieb bis zu 20 W Strom verbrauchen können, während Geräte mit 2 W am Markt erhältlich sind, was im Jahr zu einer Differenz von rund 160 kWh/a/Gerät führt.

Dem erwarteten Minderverbrauch neuer Geräte steht die anhaltende Entwicklungstendenz gegenüber, dass der spezifische Gerätebestand pro Beschäftigtem weiter zunehmen wird, da immer mehr Arbeitsplätze mit elektronischen Hilfsmitteln ausgestattet werden. Die Dynamik der letzten Jahre dürfte dabei künftig zwar nicht mehr erreicht werden, die Ausweitung von Internet-Anwendungen, die noch längst nicht abgeschlossen ist, sowie die Einführung vollkommen neuer Gerätetypen dürfte jedoch auf absehbare Zeit die Einsparerfolge konterkarieren. Größere PC-Bildschirme, Bildschirmtelefone, andere Peripheriegeräte für die Datenautobahn, Büroleitsysteme und verschiedene Geräte zur Unterstützung des Desktop-Publishing sind Beispiele hierfür.

Die Einsparpotenziale bei der Querschnittstechnologie **Beleuchtung** sind sehr groß, rund 20 % des Stromverbrauchs werden im Sektor GHD hierfür benötigt. Die wichtigsten Einsparoptionen liegen im Einsatz effizienterer Beleuchtungssysteme sowie in der Verwendung von Steuerungseinrichtungen und der verstärkten Nutzung von Tageslicht. Die Nutzungsgrade bei der Beleuchtung liegen niedriger als bei allen anderen Nutzenergiearten und erreichten 1998 einen durchschnittlichen Wert von 8 %. Energiesparlampen auf dem heutigen Stand der Beleuchtungstechnik benötigen bei 8-facher Lebensdauer nur etwa ein Fünftel des Strombedarfs einer konventionellen Glühlampe. Die anfänglich vorhandenen Einschränkungen (Größe, Form, Probleme bei häufigem Ein-/Ausschalten) sind inzwischen weitgehend überwunden, so dass einer breiten Verwendung wenig entgegensteht. Hinderlich für die Verbreitung ist der nach wie vor hohe Anschaffungspreis für Markenqualität, auch wenn sich dieser unter Wirtschaftlichkeitsaspekten eindeutig rentiert. Bis 2020 wird allein durch die lampentechnische Entwicklung mit einem 40 %igen Rückgang des Verbrauchs gerechnet [PROGNOS/EWI 1999].

Während herkömmliche Leuchtstoffe ein kontinuierliches Spektrum erzeugen, weisen die sogenannten Dreibandenleuchtstoffe drei ausgeprägte Emissionsmaxima auf, deren Wellenlängen gut mit den höchsten Empfindlichkeiten der drei Farbrezeptoren auf der Netzhaut des menschlichen Auges übereinstimmen. Dadurch erhöht sich der Lichtstrom um rund 12 %. Es wird davon ausgegangen, dass der Marktanteil der Dreibandenlampen in Zukunft zunehmen wird und dass das damit verbundene Stromsparpotenzial im Laufe der nächsten 10 bis 15 Jahre zu weiten Teilen ausgeschöpft sein wird.

Elektronische Vorschaltgeräte (EVG), mit denen die Lampe mit hochfrequentem Wechselstrom betrieben und die Verlustleistung reduziert wird, bieten ebenfalls beachtliche Sparpotenziale. Gegenüber einem konventionellen Vorschaltgerät braucht das System rund 20 % weniger Strom, gleichzeitig wird die Lebensdauer der Lampe um rund 50 % verlängert. Erst etwa ein Drittel der neuen Lampen im gewerblichen Bereich werden mit EVGs ausgestattet.

Einer breiten Einführung steht im Augenblick noch der relativ hohe Anschaffungspreis im Weg. In Zukunft ist jedoch mit einer Preisdegression zu rechnen. Gestützt wird diese Entwicklung durch die „Vorschaltgeräte-Richtlinie 2000/55/EG“ der Europäischen Union, die bis 2005 die stufenweise Rücknahme der konventionellen Vorschaltgeräte vom Markt vorschreibt.

In Verbindung mit einer tageslichtabhängigen Regelung lassen sich mit den dimmbaren EVG weitere Potenziale erschließen. Hierbei wird für den ganzen Raum ein konstantes Beleuchtungsniveau vorgegeben, das sich aus natürlichem Tageslicht und einzeln geregeltem Kunstlicht zusammensetzt. Hiermit sind bis zu 40 % des Strombedarfs einsparbar. Weitere rund 10 % sind in Büroräumen durch eine Präsenzkontrolle einzusparen, welche die Beleuchtung automatisch nur bei Anwesenheit von mindestens einer Person betreibt.

Weitere Entladungslampen, die das Licht ebenso wie die Leuchtstofflampen mittels Gasentladung erzeugen, werden in erster Linie für Sonderanwendungen benutzt, wo große Lichtströme erforderlich sind, wie z. B. zur Straßenbeleuchtung, Werks- und Sporthallen etc. Eine Ausnahme stellen die Halogen-Metalldampflampen dar, die auch für relativ niedrige Leistungen erhältlich sind. Daneben werden in Zukunft Leuchtdioden verstärkt eingesetzt werden und insbesondere Halogenlampen und Glühlampen substituieren. Bei den Leuchtdiodenlampen wird erwartet, dass die Lichtausbeute bis auf das Vierfache von Halogenlampen gesteigert werden kann und sich damit deutliche Einsparpotenziale insbesondere im Bereich der Effektbeleuchtung, die insgesamt zunehmen wird, ergeben.

In summa beläuft sich das technische Einsparpotenzial bei der Beleuchtung auf über 70 %.

Die künftige Entwicklung bei Anlagen zur Raumlufttemperierung (**RLT-Anlagen)** ist durch folgende Trends gekennzeichnet: Zunehmende Komfortbedürfnisse werden dafür sorgen, dass der Anteil RLT-ausgerüsteter Gebäude weiter steigen wird. Laut [PROGNOS/EWI, 1999] wird der Anteil bei Büro- und Veraltungsgebäuden bundesweit von 75 % (1999) bis 2020 auf 90 % anwachsen, bei sonstigen Nichtwohngebäuden von 35 % (1999) auf 45 % (2020).

Hohe Relevanz für den Einsatz der RLT haben architektonische Elemente und Konzepte wie z. B. der Einsatz von Glas oder Glasverbundkonstruktionen, wodurch ein höherer Kühlbedarf entsteht. Auch Doppelfassaden erfordern entsprechende mechanische Kühl- und Lüftungssysteme, jedoch werden hier verstärkt auch natürliche Kühl- und Lüftungskonzepte Anwendung finden. Die inneren Wärmelasten werden künftig eher konstant bleiben, trotz steigender Geräteausstattung, da energieeffizientere Geräte eingesetzt werden. Bedeutung gewinnen neue Konzepte zur Zuluftkonditionierung (Winter-Vorwärmung, Sommer-Kühlen) über Erdwärmetauscher [Bine 2000], kontrollierte Lüftung mit Wärmerückgewinnung gegenüber Fensterlüftung, Verdunstungsbefeuchter zur Kühlung, Konditionierung mit Sorptionsregeneratoren (Desiccant Cooling) ohne konventionelle Kälteanlagen unter Einbeziehung von BHKW oder Solarwärme. Diese sind bereits wirtschaftlich einsetzbar [Diehl, Schiller 1997]. Auch eine verstärkte Umluftnutzung durch eine bessere Aufbereitung (Reduktion der Keimzahl, Abbau von Kohlenwasserstoffen) der Abluft mit Luftionisation [Lehmann 2001] oder UV-Bestrahlung ermöglichen eine Reduzierung der zu konditionierenden Frischluftmengen im Nichtwohnbereich.

Bezüglich der Raumklimatisierung haben sich bei den Nur-Luft-Systemen die Variabel-Volumenstromanlagen durchgesetzt. Mit Beginn der 90er-Jahre fanden Kühldecken eine breite Anwendung und gegenwärtig vor allem Wasser-Luft-Induktionsanlagen. Energetisch günstig findet das Temperieren und Lüften somit in getrennten Systemen und mit geringen Volumina bei Wasser als Wärme- bzw. Kälteträgermedium bedarfsgerecht statt. Platzprobleme oder andere wirtschaftliche Probleme werden mit schwach induzierenden Decken- und Wandauslässen und Quell-/Mischlüftungsansätzen gelöst. Hiermit lassen sich Kompromisse

zwischen Wirtschaftlichkeit, Raumluftqualität und thermischer Behaglichkeit finden [Diehl, Schiller 1997]. RLT werden zunehmend mit anderen Funktionen kombiniert (Beleuchtung, Steuer- und Regeltechnik u.a.).

Auch die EnEV wird ihre Wirkung vor allem bei künftigen Verwaltungsgebäuden entfalten. [Knissel 1999] geht davon aus, dass für ein klimatisiertes Standardbürogebäude im Mittel insgesamt 235 kWh/a/m^2 aufgebracht werden müssen, davon entfallen 31 kWh/a/m^2 auf Außenluftförderung sowie -konditionierung (RLT). Der Aufwand für Beheizung und Beleuchtung ist wesentlich höher. Der Aufwand für RLT sinkt künftig für klimatisierte Niedrigenergiebürogebäude auf 28 kWh/a/m^2, für klimatisierte Passivbürogebäude auf 20 kWh/a/m^2 und für Passivbürogebäude auf 11 kWh/a/m^2.

Es gibt folgende grundsätzliche Möglichkeiten bei Klimaanlagen zur Energieoptimierung:

Ein geringst möglicher Volumenstrom ist anzustreben, ohne jedoch die erforderliche Mindestluftmenge zu unterschreiten: eine 20 %ige Volumenstromabsenkung induziert eine 49 %ige Energieminderung [Haibel 2001]. Durch die Reduzierung der Ventilatordrehzahl verringert sich die Strömungsgeschwindigkeit und damit der Energieverbrauch. Mit Verbesserung der Strömungszustände, z. B. durch Erhöhung der Kanalquerschnitte lässt sich weitere Energie sparen: Eine 20 %ige Querschnittserweiterung hat 36 % Energieeinsparung zur Folge. Systeme mit Wärmerückgewinnung bieten Einsparpotenziale von 50 bis 70 % [Haibel 2001].

Eine Vielzahl weiterer Maßnahmen kann bei bestehenden Anlagen zu einer effizienten Lüftung und Klimatisierung beitragen:

- Grundsätzliche Prüfung der Notwendigkeit der vorgesehenen Anwendung.
- Dimensionierungskriterien bedarfsgerecht festlegen, Verzicht auf unnötige Funktionen, überdimensionierte Anlagen und Komponenten, Wirkungsgradoptimierung von Komponenten.
- Bedarfsgerechte Regelung und Betrieb von Anlagen.
- Regelmäßige Messung der Betriebsparameter und Energieverbräuche durch Energiecontrolling.
- Regelmäßige Anlagenwartung, da die kumulierten Betriebskosten die Investition überschreiten.
- Beim Systementscheid grundsätzlich Gesamtkostenbetrachtungen vornehmen [VDI 2067].
- Bauliche, betriebliche und organisatorische Voraussetzungen schaffen zur Ermöglichung eines geringen Energieverbrauchs von Anlagen.
- Entkopplung von Lufttransport (für notwendigen Luftwechsel und -qualität) und thermischer Konditionierung (Heizen, Kühlen über statische Systeme) entsprechend des personenbezogenen Luftbedarfs zur optimalen Anpassung des Luftvolumenstroms.
- Vermeidung von Schadstoffquellen und quellnahe Absaugung sowie Zuführung der Luft in Personennähe (Quelllüftung).
- Reduzierung der zu überwindenden Druckverluste (kleine Luftgeschwindigkeiten, Kanalform, Kanalquerschnitte, Disposition der Kanäle, keine unnötigen Prozessstufen, saubere Filter).

- Drehzahlvariable Steuerung der Ventilatoren und Antriebe (EC-Motoren für kleine Leistungen, Frequenz-Umrichter-geregelte Direktantriebe, Flachriemenantrieb bei konstanter Drehzahl).
- Einsatz von Hochleistungs-Radialventilatoren (rückwärtsgekrümmte Schaufeln, meist noch besserer Wirkungsgrad gegenüber Axialventilatoren).
- Filtertechnik und Abluftrecycling (Rezirkulation) sowie Umluftbeimischung, wenn möglich.
- Bedarfsgerechte Regelung der Lüftung/Klimatisierung der Räume entsprechend der Luftqualität (z. B. CO_2) und thermischen Behaglichkeit (Luftgeschwindigkeit, Temperatur, Luftfeuchte, Strahlungsanteil – vgl. DIN 1946/2) über entsprechende Sensoren.
- Bedarfsgerechte Konditionierung der Zuluft (Be- und Entfeuchtung, Reinigung, Erwärmen oder Kühlen) und Wärmerückgewinnung/Kälterückgewinnung.
- Anlagen mit Volumenströmen > 2.000 m^3/h sollten bedarfsabhängig betrieben werden.

Trotz aller Energieeinsparbemühungen darf nicht vergessen werden, dass insbesondere beim optimalen Einsatz der Lüftungs- und Klimatechnik das Wohlbefinden und die Leistungsfähigkeit des Menschen im Vordergrund jeglicher Maßnahmen steht.

Die größten Kostenfaktoren stellen nach [Diehl, Schiller 1997] die Ventilatoren dar. In der Praxis treten verbreitet hohe Druck- und entsprechende Energieverluste durch minimierte Geräte- und Kanalquerschnitte und deren strömungstechnisch ungünstige Konstruktion infolge Platzmangel auf. Natürlichen Lüftungseinrichtungen wird demgegenüber ein großzügiges Bauvolumen zugestanden.

Das wirtschaftlich erschließbare Potenzial bei Nichtwohngebäuden liegt derzeit in einer Bandbreite von 50 bis 70 % je nach Sektor und Gebäudetyp oder Einzelanwendung. Die Streubreite bezogen auf einzelne Anwendungen ist in diesen Fällen sehr groß. Insbesondere im Gewerbebereich, aber auch beispielsweise bei Sport- und Messehallen, sind hohe Potenziale vorhanden. Weiterhin weist der Bestand der Verwaltungsgebäude hohe wirtschaftlich erschließbare Einsparpotenziale auf.

Eine Anzahl von Maßnahmen (z. B. Reduzierung der Druckverluste, Luftvolumina, bedarfsgerechte Regelung, Drehzahlsteuerung der Antriebe) weist Amortisationszeiten von unter einem Jahr auf. Die Mehrzahl ist jedoch mit einer Amortisationszeit bis 5 Jahre realisierbar und sollte damit wirtschaftlich attraktiv sein. Die hohen wirtschaftlich realisierbaren Potenziale sind alle während der Nutzungsdauer einer Anlage von 10 bis 15 Jahren erschließbar. Viele Anlagen im Bestand weisen heute eine höhere Nutzungsdauer auf und verdeutlichen das hohe Sanierungspotenzial [Fitzner 2000].

Nach [Geiger et al. 1999] entfallen bundesweit rund 11 % des Stromverbrauchs im Sektor GHD auf **Prozesskälte**. Dieser umfasst vor allem die Frischhaltung bzw. Konservierung von Lebensmitteln (z. B. Milch in der Landwirtschaft, Fleisch, Milchprodukte, Gemüse, Obst, Tiefkühlkost im Handel). Die größten Anteile liegen bei Fleischereien (48 %) und im Einzelhandel (24 %). Generell wird bei der Kühlung noch ein Nachholbedarf für die Zukunft erwartet. Dieser beruht auf der Verstärkung der Nahrungsmittelimporte, die höhere Lagerzeiten und –flächen bedingen und den Ersatz von Konserven durch Tiefkühlkost.

Bei den Anwendungen Verdichten, Kühlen, Gefrieren bestehen eine Reihe von Einsparoptionen für Kühl- und Gefriergeräte (z. B. in [Böde et al. 2000] oder [Geiger et al. 1999]). Optionen zur Minderung des Energieverbrauchs bestehen vor allem in der Abdeckung der Kühlmöbel im Einzelhandel. Selbst nachts werden Kühlmöbel häufig nicht abgedeckt. Tagsüber werden Abdeckungen wie z. B. Streifenvorhänge als verkaufshemmend abgelehnt.

Auch ohne Abdeckungen lassen sich durch Geräte mit verbesserten mehrfachen Luftschleiern Einsparungen erzielen. Im Einzelhandel werden von [Geiger et al. 1999] Einsparpotenziale bei der Kühlung auf 30-50 % geschätzt. In landwirtschaftlichen Betrieben kann durch die Nutzung der Kompressorwärme der Milchkühler zur Warmwassererzeugung eine Energieeinsparung von bis zu 20 % des Energieverbrauchs der Kühlung erreicht werden. Auch in Fleischereien sind solche Maßnahmen möglich. Das Einsparpotenzial bei Kühlgeräten wird von [Böde et al. 2000] mit 20 bis 50 % angegeben.

3.2.3 Private Haushalte

Rund ein Drittel des Strombedarfs der privaten Haushalte wird für Prozesswärme einschließlich Warmwasser benötigt, etwa 28 % für mechanische Energie.

Die durchschnittliche Energieeffizienz von **Waschmaschinen** und **Wäschetrocknern** und auch von **Spülmaschinen** kann weiter gesteigert werden. Bei Haushaltsgeräten, die Wärme mittlerer Temperatur für den Betrieb benötigen – das sind hauptsächlich Waschmaschinen, Trockner und Geschirrspülmaschinen – sind deutliche Energieeinsparungen durch den Einsatz von Wärmepumpen möglich. Wärmepumpen in Haushaltsgeräten sind inzwischen als marktreife Technik anzusehen. Weitere Einsparungen können durch bessere Dämmung, Weiterentwicklung mechanischer Komponenten und den vermehrten Einsatz von Warmwasser- statt Kaltwasseranschlüssen erreicht werden. Angestrebt wird eine weitere Reduktion des Verbrauchs durch Aufteilung des Waschvorgangs in eine chemische und eine mechanische Waschphase; in der chemischen Phase wird wenig warme Lauge, in der mechanischen nur Kaltwasser ohne Waschmittelzusatz benötigt. Daneben spielt die Weiterentwicklung von Waschmitteln (hohe Waschkraft bei niedrigen Wasch-/Spültemperaturen) für den Verbrauch eine wichtige Rolle. Durch Einführung einer „Erdgas-Steckdose“, welche die problemlose Einbindung von erdgasbetriebenen Geräten ermöglicht, ist längerfristig auch der Gaseinsatz für Wasch- und Spülmaschinen denkbar.

Das Einsparpotenzial für Waschmaschinen, Trockner und Geschirrspülmaschinen wird auf 45 % geschätzt. Davon ist heute etwa zwei Drittel bis drei Viertel wirtschaftlich. Durch die weitere Marktdurchdringung der Geräte und damit einhergehender Groß-Serienfertigung dürfte das gesamte Potenzial bis 2010 wirtschaftlich werden.

Heutige marktbeste **Kühl- und Gefriergeräte** liegen im Verbrauch deutlich unter dem heutigen Bestandsdurchschnitt, weil sie bereits über wesentlich verbesserte Regel- und Abtauvorrichtungen, kompakte Bauweise, Verbesserung der Türdichtung, verbesserte Dämmung oder verbesserte Kompressorleistungen als die älteren Geräte verfügen. Technische Maßnahmen zur Verringerung des Strombedarfs liegen weiterhin vor allem in der Verbesserung der Dämmung der Geräte. Die in ihrem technischen Potenzial am erfolgversprechendste Option ist der Einsatz der Vakuumwärmedämmung bei Kühlgeräten. Diese technische Option, die schon von der Enquête-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ identifiziert wurde [Enquête-Kommission 1994], blieb bis heute weitestgehend ungenutzt. Allerdings haben sich die Durchschnittsverbräuche der Geräte seit Anfang der 90er-Jahre dennoch reduziert. So geben [Böde et al. 2000] einen Durchschnittsverbrauch des Bestandes bei Kühlschränken mit 262 kWh/a für 1997 an. Dies bedeutet bereits eine Reduktion um 20 % gegenüber dem Bestand von Anfang der 90er-Jahre.

Neben der Verbesserung der Wärmedämmung sind auch noch Verbesserungen der Motoren und Kompressoren und der Abstimmung des Gesamtsystems zu erwarten. Die Einsparpotenziale werden auf rund 50 % geschätzt. Dieses Potenzial dürfte infolge von weiteren Kostenreduktionen bis spätestens 2020 wirtschaftlich sein.

Etwa zwei Drittel des Energieeinsatzes für **Kochzwecke** ist den Elektroherden, 31 % den Gasherden und der Rest Holz- und Kohleherden zuzuordnen. Die erwartete Entwicklung der

Bestandsstruktur ist durch weitere Anteilsgewinne für Elektroherde gekennzeichnet. Bis 2020 werden rund 85 % aller Kochherde Elektroherde, Keramik-Kochfelder oder Induktionskochstellen sein. Bei Elektroherden ist vor allem noch durch eine verstärkte Anwendung von Induktionskochfeldern eine Steigerung der Energieeffizienz zu erreichen. Daneben sind auch Systeme denkbar, bei denen die Wärmeverluste der Kochtöpfe vermindert werden, indem diese selbst gedämmt werden oder Herde mit gedämmten Mulden ausgestattet werden, in die die Kochgeräte beim Kochen hineingestellt werden. Der offensichtliche Trend in der Vergangenheit zur Substitution von Gasherden durch Elektroherde [PROGNOS/EWI, 1999] wirkt sich ungünstig auf den Primärenergieverbrauch aus. Durch eine verstärkte Nutzung von Gasherden wäre zumindest eine Minderung des Primärenergieverbrauchs möglich und damit auch eine Minderung der CO_2-Emissionen.

Für Elektroherde wird das Einsparpotenzial aus den identifizierten Optionen auf 50 % des Endenergieverbrauchs geschätzt. Durch Verwendung von Gasherden anstelle heutiger Elektroherde sind Emissionsminderungen in ähnlicher Höhe zu erreichen wie durch die Umsetzung der Einspartechnologien bei Elektroherden. In der Literatur konnten keine technischen Einsparoptionen für den Betriebsverbrauch von Mikrowellenherden gefunden werden. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass noch Effizienzsteigerungspotenziale bei der Generierung der Mikrowellenstrahlung und bei der Programmführung der Geräte liegen, die z.B. eine Übererwärmung durch einen Temperaturfühler im Gut verhindern. Sichere Potenziale liegen in der Reduktion des Stand-by-Verbrauchs [Böde et al. 2000]. Insgesamt wird bei den Mikrowellenherden ein Minderungspotenzial von 30 % geschätzt.

Die **Beleuchtung** trägt in privaten Haushalten zu knapp 10 % zum Stromverbrauch bei. Die Durchdringung mit energieeffizienten Lampen geschieht hier deutlich langsamer als im gewerblichen Bereich. Vielfach haben in der jüngeren Vergangenheit Halogenstrahler und Deckenfluter Einzug gehalten. Demgegenüber haben die Energiesparlampen inzwischen eine hohe technische Reife, eine Baugröße erreicht und vor allem ein Preisniveau erreicht, so dass einem breiten Einsatz auch im privaten Bereich nichts mehr im Wege stehen sollte. Es bedarf aber noch politischer Bemühungen, wie sie gegenwärtig von der EU unternommen werden, wie z.B. ein Design-Wettbewerb für Wohnraumleuchten mit Stecksockel für Kompaktleuchtstofflampen.

Mechanische Geräte wie Dunstabzugshauben, Werkzeuge oder Staubsauger im Haushalt haben in der Regel eine geringe Leistungsaufnahme. Dies gilt insbesondere für die Geräte mit langen Laufzeiten wie Ventilatoren oder Dunstabzugshauben. Allerdings haben gerade Motoren mit einer niedrigen Leistung sehr schlechte Wirkungsgrade von teilweise deutlich unter 50 %, die zu geringen Mehrkosten auf 70 bis 80 % gesteigert werden könnten. Insbesondere bei den Heizungs-Umwälzpumpen kleiner Leistungsgrößen sind Stromreduktionspotenziale von 50 bis 80 % durch moderne Pumpentechnik möglich. Das Einsparpotenzial bei elektrischen Antrieben, die immerhin rund 30 % des Stromverbrauchs in Haushalten ausmachen, wird auf 25 % geschätzt.

Große Veränderungen beim Strombedarf können bei der **Unterhaltungselektronik** auftreten. Bei Fernsehgeräten ist mittelfristig zu erwarten, dass mit Flachbildschirmen ähnliche Einsparungen erreicht werden können, wie sie schon bei Computermonitoren erzielt werden. Andererseits nimmt der Bestand an energieintensiveren 100 Hertz-Geräten mit großer Bildröhre zu. Bei allen Geräten – mit Ausnahme der Endverstärker von Tonsignalen – die zum Speichern, Abspielen und Verarbeiten von Ton- und Bilddaten genutzt werden, wie Videorecorder, Satellitenempfangsgeräte, CD-Spieler, kann der Strombedarf prinzipiell auf das Niveau von mobilen Geräten vermindert werden. Insgesamt wird das technische Einsparpotenzial bei den Geräten der Unterhaltungselektronik auf 50 % geschätzt.

Als zusätzliche Geräte werden mittelfristig Settopboxen und Decoder für den Empfang von digitalen und verschlüsselten Fernsehprogrammen an Bedeutung gewinnen. Die ansteigen-

de Mehrfachversorgung einzelner Haushalte mit Fernsehgeräten und zunehmend auch anderen Geräten wie PCs oder Videogeräten wirkt sich bedarfssteigernd auf den Stromverbrauch aus.

Bereitschaftsschaltungen machen einen deutlichen Teil des Stromverbrauchs der Haushalte aus. In den anderen Verbrauchssektoren ist der Stromverbrauch durch Bereitschaftsschaltungen dagegen deutlich geringer. Leerlaufverluste umfassen nach der Definition von [Böde et al. 2000] den Stromverbrauch im Bereitschaftsbetrieb, bei dem das Gerät weniger Strom verbraucht als im Normalbetrieb, aber immer noch mindestens eine Funktion erfüllt sowie den Verbrauch im Scheinaus-Zustand, bei dem das Gerät keine Funktion mehr erfüllt, ausgeschaltet scheint, aber immer noch Strom verbraucht. Der Bereitschaftsbetrieb lässt sich weiterhin in

- den Ready-Mode, bei dem der Energiebedarf kaum vermindert ist,
- den Standby-Mode, bei dem der Energiebedarf merklich vermindert ist und
- den Sleep-Mode, bei dem der Energiebedarf deutlich vermindert ist,

untergliedern.

Große Einsparpotenziale ergeben sich vor allem beim Standby-Mode und beim Scheinaus-Zustand. In diesen Betriebsarten wird rund 95 % des Leerlaufstroms verbraucht. Scheinaus-Verbräuche lassen sich technisch einfach vermeiden, indem Geräte mit einem Schalter vor dem Transformator ausgestattet werden, so dass auch dieser mit ausgeschaltet wird. Vorhandene Geräte können mittels einer schaltbaren Steckerleiste ganz ausgeschaltet werden. Unerlässlich für Maßnahmen durch die Nutzer ist es, den Scheinaus-Verbrauch überhaupt zu erkennen. Auch für die Reduzierung der Standby-Verbräuche gibt es technische Maßnahmen wie z. B. die Verwendung von getakteten Netzteilen (Switch Mode Power Supply), mit denen die Leistungsaufnahme von Geräten im Standby-Mode auf Werte unter 0,5 Watt gesenkt werden kann. Allein mit diesen technischen Maßnahmen lassen sich die Leerlaufverluste in Haushalten um 83 % reduzieren.

Der Anteil der **mechanisch belüfteten Wohnungen** betrug 1990 bundesweit rund 10 %, davon 98 % durch Abluft- und 2 % durch Zu- und Abluftanlagen [Heinz 1991]. Im Zuge der Energieeinsparungen im Raumwärmebereich werden diese Geräte in Zukunft verstärkt Einsatz finden und zu einer Zunahme des Strombedarfs führen. Über die **Klimatisierung** von Wohngebäuden liegen kaum aktuelle Daten vor. Auch bezüglich der zukünftigen Entwicklung ist die Datenlage für den Wohngebäudebereich unzureichend. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass mit steigendem Vermögen und der zunehmenden Nutzung von Dachgeschossen auch der Einsatz von Klimaanlagen im Wohnbereich zunimmt, vermutlich überwiegend in Form relativ ineffizienter Kleingeräte.

3.3 Effizienzpotenziale im Bereich der Wärmenachfrage

3.3.1 Industrie

Prozesswärme ist die wichtigste Form der Nutzenergie in der Industrie. Rund zwei Drittel des industriellen Endenergieverbrauchs gehen auf thermische Anwendungen zurück. Viele energieintensive Prozesse fallen in diesen Bereich.

Bei den thermischen Anwendungen wird der Hauptteil des Energieaufwands durch Ofen- und Trocknerprozesse verursacht. Durch den Einsatz rechnergestützter Prozessleittechnik (*Online-Optimierung*) bei **Ofenprozessen** lässt sich der Prozessablauf optimieren. Dies ge-

schieht in erster Linie über Vermeidung von Falschluft, Regulierung und Anpassung der Ofenatmosphäre sowie die Ermittlung und Einhaltung der prozesstechnisch erforderlichen Temperaturen.

Ofenwandungen sollten aus Materialien mit möglichst guten *Dämmeigenschaften* bestehen. Leichtsteine und Platten aus keramischen Fasern stehen hierzu zur Verfügung. Ihren Vorteilen wie geringe Transmissionsverluste, geringe Speichermasse und niedriges Ofengewicht steht der hohe Preis, teilweise gesundheitliche Bedenken sowie ihre poröse Struktur und damit ihre Anfälligkeit gegen einige Chemikalien gegenüber. Hier sind noch weitreichende Weiter- und Neuentwicklungen nötig und möglich. Sauerstoffanreicherung der Verbrennungsluft zur Brennstoffeinsparung ist bei Prozessen mit stark verschmutzten oder aggressiven Abgasen sinnvoll, wenn eine Wärmerückgewinnung schwierig oder unmöglich ist. Die Wirtschaftlichkeit hängt entscheidend vom Preisverhältnis Sauerstoff/Brennstoff ab.

Die Nutzung der Abgaswärme im Industrieofen kann durch Einbau gasdurchströmter Strahlungswände an geeigneten Stellen in Ofenraum und Abgasweg intensiviert werden. Ganz wesentliche Bedeutung für eine Effizienzsteigerung bei Industrieöfen ist der forcierte Einsatz fortgeschrittener Brennersysteme, die eine integrierte Wärmerückgewinnung zur Vorwärmung der Verbrennungsluft beinhalten: Hochgeschwindigkeitsbrenner, Regeneratorbrenner und Rekuperatorbrenner.

Insgesamt ergibt sich ein aggregiertes Einsparpotenzial von bis zu 30 %.

Trocknungsprozesse spielen in vielen industriellen Fertigungsprozessen eine Rolle. Energetisch sind die Ziegeltrocknung, die Holztrocknung, Trocknungsprozesse bei der Papier- und Pappeherstellung, der Zuckerherstellung und der Textilproduktion sowie die Lacktrocknung vor allem in der Automobilindustrie von besonderer Bedeutung. Mittelfristig ist hier insgesamt ein Einsparpotenzial in Höhe von rund 20 % vorhanden. Als effizienzsteigernde Maßnahmen sind – ähnlich wie bei den Öfen – eine optimierte Prozessleittechnik für eine *bessere rechnergestützte Luft- und Temperatursteuerung* in Abhängigkeit von den jeweiligen Trocknungsabschnitten sowie eine verbesserte *Trocknerisolation und Vermeidung von Undichtigkeiten* zu nennen. In vielen Fällen bietet auch die *Umstellung auf Umlufttrocknung* und eine *verbesserte Trocknerluftführung* Einsparpotenziale.

Die *Rückgewinnung* von latenter und fühlbarer *Abwärme* aus der Trocknerabluft ist oftmals noch nicht optimal ausgeschöpft. Eine Kopplung von Trocknung und motorisch oder gasturbinengetriebenen KWK-Anlagen führt zu einer besseren Nutzung des Exergiegehaltes der Brennstoffe. Ebenfalls sinnvoll ist die Nutzung von Niedertemperatur-Abwärme zum Betrieb von Wärmepumpen. Bei der *Lacktrocknung* wird die Verwendung neuer Lacke, die bei niedrigeren Temperaturen aushärten, die Weiterentwicklung von Nass-in-Nass-Verfahren, die Erhöhung des Festkörperanteils in Lacken sowie der verstärkte Einsatz von Infrarot-Trocknern den Energiebedarf mittelfristig um rund 8 % senken können. Langfristig sind Einsparungen bis zu 20 % möglich.

Recycling und umweltfreundliche Produktkonzepte

Zur Erreichung der CO_2–Reduktionsziele werden hauptsächlich technologische Lösungen wie eine rationelle Energieumwandlung und -nutzung oder der Einsatz kohlenstoffarmer Energieträger diskutiert, die vorrangig der Umweltschutzstrategie umweltfreundliche Produktionsverfahren zugeordnet werden können. Losgelöst von diesen technischen Möglichkeiten werden – insbesondere in abfallpolitischen Zusammenhängen – zudem auch Recyclingstrategien sowie vor dem Hintergrund des Schlagwortes einer Steigerung der Materialeffizienz umweltfreundliche Produktkonzeptionen thematisiert: Diese technologische Option zur indirekten Verminderung von energiebedingten Treibhausgasemissionen ist derzeit noch wenig untersucht.

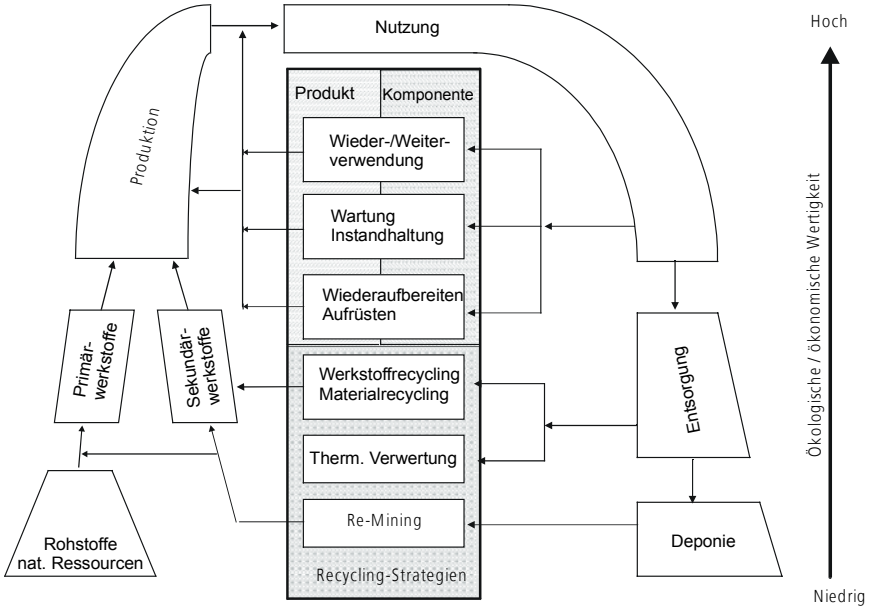
Ziel von Recyclingstrategien ist es, Produktionsrückstände, Altmaterialien und Abfälle wieder in den Wirtschaftskreislauf zurückzuführen. Erfolgt eine werkstoffliche Verwertung – bei der deutlich höhere Qualitätsanforderungen an die recycelten Stoffe zu stellen sind als bei einer rohstofflichen oder thermischen – wird eine teilweise massive Umlenkung von Stoffströmen in Gang gesetzt, die zur Reduktion der energieintensiven Produktion von Primärwerkstoffen führt (vgl. **Tabelle 3.4**) In den letzten Jahren werden verstärkt umweltfreundliche Produktkonzepte diskutiert (vgl. [Deutsch 1994]; [Hiessl et al. 1995]; [Scholl/Zundel 1999]; [Fleig 2000]; [Hirschl et al. 2001]). Sie haben zum Ziel, die Lebensdauer von Produkten zu verlängern bzw. eine Nutzungsintensivierung herbeizuführen oder durch neuartige Produkte und Konstruktionen, verbesserte Materialeigenschaften (z. B. Geräte-Leasing, Car-Sharing) oder Produktsubstitutionen eine Dematerialisierung herbeizuführen. Damit sollen nicht nur Werkstoffe eingespart, sondern zusätzlich auch die Fertigung von Produkten durch dienstleistungsähnliche Aktivitäten substituiert werden.

Tabelle 3.4: Entwicklung der Recycling-Quoten energieintensiver Werkstoffe in Deutschland, 1974-2000

	1974	1980	1990	1995	1997	**1999/ 2000**
Energieintensive Konstruktionswerkstoffe:						
Rohstahl	28	k.A.	32[5)]	38	40	42
Aluminium [1)]	32	36	43[5)]	42	43	43[3)]
Kunststoffe	0			13	16	ca. 16
sonstige energieintensive Werkstoffe für Verbrauchs- und Investitionsgüter:						
Glas [2)]	6	20	45	75	79	81[3)]
Papier und Pappe [4)]	44	42	49[6)]	58	59	60
Kupfer [7)]	> 50	> 50	> 50	> 50	> 50	> 50
Blei [8)]	44	45	54[5)]	52	50	55[3)]

1) Anteil Sekundäraluminium an gesamter Produktion (Output); 2) Verwertungsquote Behälterglas; 3) 1999; 4) Einsatzquote (Altpapierverbrauch in Prozent an der Papier- und Pappeerzeugung; abzüglich AP-Verbrauch für DIP-Stoff-Export); 5) alte Bundesländer; 6) gesamte Bundesrepublik; 7) Verhältnis der Menge pro Jahr an Sekundärkupfer zur gesamten Produktion; 8) Anteil Sekundärblei an Erzeugung von raffiniertem Blei.

Der verstärkte Einsatz von Recyclingstrategien und umweltfreundlichen Konzepten zur Lebensdauerverlängerung und Produktnutzungsintensivierung führt dazu, dass Material intensiver und länger im Wirtschaftskreislauf verbleibt und dadurch insgesamt weniger Primärressourcen eingesetzt werden müssen, deren Gewinnung und Verarbeitung einen besonders hohen spezifischen Energiebedarf aufweist. Dem stehen zusätzlicher Energiebedarf und die Emissionen in die Umwelt entgegen, die bei der Kreislaufführung oder dienstleistungsähnlichen Aktivitäten entstehen. Hierbei ist es das Kennzeichen der umweltfreundlichen Produktkonzepte, dass sie die Kreislaufführung auf einer vergleichsweise hohen Wertschöpfungsstufe durchführen.



Quelle: [Hiessl et al. 1995, S. 92]

Abbildung 3.2: Produkttechnische Strategien im Kreislauf

Branchenspezifische Maßnahmen und Verfahren

Der betriebswirtschaftliche Anreiz zur Entwicklung und Umsetzung energiesparender Verfahren war und ist naturgemäß in den energieintensiven Branchen mit hohem Energiekostenanteil am meisten ausgeprägt. Dies hat zur Folge, dass viele der klassischen Produktionsverfahren wie die Roheisengewinnung im Hochofen, die Aluminiumgewinnung durch Schmelzflusselektrolyse, die Herstellung von Zementklinker oder die Ammoniaksynthese sich mit der Zeit asymptotisch den physikalisch-chemisch vorgegebenen Grenzwerten beim spezifischen Energieverbrauch annähern, aber heute noch ein Einsparpotenzial von bis zu 20 % bieten. Gänzlich neue Verfahren, die nach anderen Prinzipien arbeiten, können weitere signifikante Effizienzsteigerungen hervorbringen.

Nachfolgend werden die wichtigsten verbleibenden branchenspezifischen Einsparpotenziale und Besonderheiten zusammengefasst. Nicht gesondert aufgeführt werden hier – trotz eines relativ hohen absoluten Brennstoffeinsatzes von jeweils ca. 9 PJ/a in Baden-Württemberg im Jahr 1999 – die Branchen Maschinenbau und Fahrzeugbau, da die Einsparmaßnahmen, die hier künftig zum Tragen kommen werden, überwiegend den Querschnittstechnologien zuzuordnen sind, welche schon weiter oben behandelt wurden. Dagegen wird die Textilindustrie gesondert behandelt, da hier eine Vielzahl branchenspezifischer Potenziale vorhanden sind, wenngleich diese Branche mit rund 4,5 PJ/a nur den achtgrößten Brennstoffverbrauch aufwies.

Mit mehr als 18 PJ/a Brennstoffeinsatz im Jahr 1999 stellte die **Steine-und-Erden-Industrie** die Branche mit dem höchsten Brennstoffeinsatz in Baden-Württemberg dar. In den letzten zwei Jahrzehnten war beim spezifischen Brennstoffverbrauch eine erhebliche Reduktion zu beobachten. Aufgrund weiterer technischer Verbesserungen wird sich diese Entwicklung auch zukünftig fortsetzen. Technologische Fortschritte werden vor allem in den sehr energieintensiven Bereichen Zement, Kalk und Ziegeleien eine Reduktion der spezifischen

Verbräuche nach sich ziehen. Beispielhaft seien hier die folgenden technischen Maßnahmen genannt:

Bei der Ziegelproduktion sind an Einsparmaßnahmen die Kompartimentierung der Trockner, die Verbesserung der Prozesssteuerung sowie ein verstärkter Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung zu nennen. Bei der Kalkherstellung können die verstärkte Ablösung oder Umbau von veralteten Ofenkonstruktionen durch moderne GGR-Öfen sowie die Reduzierung der Abstrahlungsverluste in Drehrohröfen durch Zweischichtsteine zu Verbrauchsminderungen beitragen.

Bei der Zementproduktion kann durch Einsatz von Calcinatoren und andere sonstige Verbesserungen am Vorwärmsystem, durch kürzere Drehrohröfen, verbesserte Klinkerkühler mit höherem Rekuperationsgrad Energie eingespart werden. Durch Zugabe von Produktionsrückständen und anderen Materialien als Zumahlstoffe kann der Klinkeranteil und der damit einhergehende Energieeinsatz zur Klinkerproduktion verringert werden. Langfristig könnte der Einsatz des Wirbelschichtverfahrens erhebliche Energiebedarfssenkungen bewirken, auch wenn der Einsatz von Seiten der Zementindustrie aus verschiedenen Gründen nicht favorisiert wird.

Durch den Einsatz von Sekundärbrennstoffen (Altreifen, Altöle, Kunststoffabfälle, aber auch biogene Reststoffe) werden zukünftig verstärkt konventionelle Energieträger (Kohle, Öl usw.) ersetzt werden.

1999 verzeichnete die **Papierindustrie** Baden-Württembergs einen Brennstoffeinsatz von 15,5 PJ/a und nahm damit den zweiten Platz unter den Industriebranchen ein. Die zukünftige Entwicklung des spezifischen Brennstoffverbrauchs wird überwiegend durch die Produktionsstufe der Papiererzeugung determiniert:

Der Brennstoffeinsatz lässt sich durch Maßnahmen wie die Optimierung der Zellstoffkochung und -eindampfung und die Erhöhung des Papiertrockengehaltes vor Eintritt in die Trockenpartie noch deutlich senken. Als weitere Maßnahmen sind die durchgängige Nutzung des an Trocknungszylindern entstehenden Wasserdampfes und die durchgängige Verwendung von Hochleistungshauben (Prallstrahlhauben) sowie eine verbesserte Prozesssteuerung, um maximale Sättigung der Abluft mit Wasser zu erreichen, zu nennen. Langfristig können effizientere Trocknungsverfahren wie das Condebelt-Verfahren oder die Impulstrocknung zu einem deutlichen Rückgang des Brennstoffeinsatzes beitragen. Der zunehmende Anteil des Altpapiereinsatzes zieht ebenfalls Energieeinsparungen nach sich, da die energieintensive Zellstoffproduktion dadurch teilweise entfallen kann.

Langfristig lässt sich der Brennstoffbedarf der Papierindustrie um 50 % gegenüber dem heutigen Stand der Technik senken, wobei noch gewisse Unsicherheiten hinsichtlich der tatsächlichen Einführung neuer Trocknungsverfahren und der damit verbundenen Brennstoffeinsparungen bestehen.

Die **Chemische Industrie** stellte mit rund 11 PJ/a im Jahre 1999 den drittgrößten Brennstoffverbraucher innerhalb der industriellen Produktion Baden-Württembergs.

In der Chemischen Industrie werden rund 40 % der Brennstoffe für thermische Trennoperationen aufgewendet. Je nach Trennverfahren, Stoffzusammensetzung und gefordertem Reinheitsgrad der Trennprodukte bieten sich für die angewendeten thermischen Verfahren auch weniger energieintensive Verfahrensalternativen an. In der Regel werden Destillationsverfahren angewandt. Dabei muss der Siedepunkt der Substanz oder des Substanzgemisches überschritten werden und die Verdampfungsenergie aufgebracht werden. Bei Kristallisationsverfahren muss dagegen die Schmelzenergie aufgebracht werden, die in der Größenordnung von einem Drittel der Verdampfungsenergie liegt. Ein in der großtechnischen

Anwendung relativ neues Verfahren, das in der chemischen Industrie eingesetzt werden kann, ist der Einsatz von Trennwandkolonnen zur energieeffizienten Stofftrennung. Diese mögliche Integration mehrerer Verfahrensschritte in eine Anlage eröffnet ein theoretisches Reduktionspotenzial von bis zu 50 %. [Becker et al. 2000] nennen Einsparungen in der Höhe von 30 % als in realen Anlagen erreichbaren Wert.

Bei der Stofftrennung von Gasen, Flüssigkeiten, gelösten Substanzen, Metallen oder auch von Mikroorganismen bieten *Membrantechnologien* vielfältige Optionen zur Prozessverbesserung und zur Steigerung der Energieeffizienz. Problematisch bei vielen Membranen ist heute immer noch die Reproduzierbarkeit ihrer Eigenschaften, so dass es bei einer Erneuerung zu Veränderungen der in dem Verfahren erhaltenen Produkteigenschaften kommen kann. Im Labormaßstab wird die *Schmelzflusskristallisation* schon seit langem als Standardverfahren zur Reinigung organischer Substanzen verwendet. Im großtechnischen Maßstab konnte sich dieses Verfahren jedoch nur durchsetzen, wo kein adäquates Destillations- oder Extraktionsverfahren entwickelt werden konnte.

Bei der *PVC*-Produktion kann durch Entwässerung dispergierter PVC Lösungen durch Ultrafiltration oder Elektrodekantation und den Einsatz von MST-Zyklontrocknern der spezifische Verbrauch gesenkt werden. Bei der Herstellung von *Aluminiumoxid* tragen die weitere Substitution der Drehrohröfen durch Wirbelschichtöfen sowie die verbesserte Wärmenutzung der ausgetragenen Gase am Wirbelschichtofen zu Bedarfssenkungen bei.

Das **Nahrungs- und Genussmittelgewerbe** lag 1999 mit einem Brennstoffverbrauch von 10 PJ/a knapp hinter der Chemischen Industrie. Industrielle Backwarenbetriebe können durch Nachrüstung älterer Öfen, Dämmung der Herdtüren, Umrüstung auf Stufenbrenner, den Einbau von Abgasklappen zur Minderung der Abgasverluste während der Brennerstillstandszeiten und eine Abwärmenutzung durch Abgasrückführung oder zur Warmwasserbereitung den Energiebedarf um bis zu 20 % mindern.

Bei der Zuckerproduktion bestehen erhebliche Einsparpotenziale von bis zu 40 %. Die wichtigsten Maßnahmen bei der Zuckergewinnung sind die Nutzung der Karbonatsabgase, die weitergehende Nutzung der Brüdenkompression, Umkehrosmose, Membranverfahren und eine verbesserte Regelung. Bei der Herstellung der Trockenschnitzel wirken die Verlängerung der Presszeiten, die Anwendung von Hilfsstoffen, die Anwendung von Trocknerkombinationen sowie osmotische Entwässerung bedarfsmindernd.

Auch die Milchproduktion birgt große Potenziale (über 40 %) zur Energieeinsparung. Die wichtigsten Maßnahmen sind hier der Ersatz thermischer Brüdenkompression durch mechanische Brüdenkompression, die Erhöhung der Verdampferanzahl, der Einsatz von Umkehrosmose- und Membranverfahren, die verstärkte Umrüstung auf Zwischenstufentrocknung, die Erhöhung des Trockensubstanzgehalts bei der Aufkonzentrierung und der Einsatz von Kondensationszyklonen. Bei der Futtermittelherstellung kann durch den Einsatz von zweistufigen Trocknern, Einsatz von chemischen Trocknungsmitteln und Absenkung der Trocknungstemperatur rund 14 % Energie eingespart werden.

Der Brennstoffeinsatz in der **Textilindustrie** Baden-Württembergs lag 1999 bei rund 4,5 PJ/a. In der Textilbranche bestehen große Einsparpotenziale bei den Brennstoffen. So wird der hohe Raumwärmeanteil von rund 30 % im Wesentlichen durch die hohen Luftwechselraten (10-30 1/h) verursacht, die zur Vermeidung von Fadenbrüchen und elektrostatischen Aufladungen sowie zur Verringerung des Fasenbruchs bei Webmaschinen hoher Ertragsleistung notwendig sind. Durch die Entwicklung in der Klimatechnik, nicht mehr ganze Hallen sondern nur das Mikroklima unmittelbar in der Arbeitszone aufrecht zu erhalten, sind hier in Verbindung mit wärmetechnischen Sanierungen der Gebäude und einer Nutzung der Abwärme große Heizenergieeinsparungen erzielbar. Durch das Einhausen der Schlichte, Isolierung der Luftkanäle, gezielte Führung der Luftströme und weiterer Wärmerückgewin-

nungsmaßnahmen können Brennstoffe beim Schlichten eingespart werden. Die Kreislaufführung von Waschwässern, die Verwendung von Wärmetauschern und eventuell Wärmepumpen im Bereich Färben, Waschen und Bleichen bieten erhebliche Einsparpotenziale.

Beim Trocknen von Textilflächen und Fixieren von Druckfarben weisen direkt gasbeheizte Spannrahmen und Druckfarbentrockner mit nachgeschaltetem Wärmetauscher den niedrigsten Energieverbrauch auf. Auch bei sonstigen Arbeitsgängen bieten verhältnismäßig einfache und preisgünstige Wärmerückgewinnungsmaßnahmen beachtliche Möglichkeiten zur Reduktion des Brennstoffverbrauchs. Zusammen mit einer weitgehenden Umrüstung auf Nass-in-Nass Produktion und einem verstärkten Einsatz von Hochleistungsquetschen, Kapillarvakuumpumpen, fortgeschrittenen Trockner- und Trommelkonstruktionen und des Schaumauftragverfahrens lassen sich insgesamt Brennstoffeinsparungen von rund 20 % erzielen.

Die **NE-Metallindustrie** wies 1999 in Baden-Württemberg einen Brennstoffverbrauch von rund 5,5 PJ/a auf. Bei der Herstellung von Sekundäraluminium sind durch die weitere Verbreitung der Schrottvorwärmung, den verstärkter Einsatz von Regeneratorbrennern und neue Recyclingkonzepte wie das bei VAW entwickelte salzarme Schmelzen sind langfristig Einsparungen von 16 % möglich. Moderne Konzepte wie Top Blown Rotary Converter können möglicherweise langfristig den Energiebedarf bei der Sekundärkupferherstellung senken.

Bei der Gewinnung von Primärzink sind noch geringfügige Verbesserungen durch Erhöhung der Temperatur der Luftvorwärmung, Einsatz von temperaturgesteuerten Brennern sowie automatische Drosselklappen in den Abgasleitungen möglich. Bei der Herstellung von *Primärblei* kann eine weitere Umstellung der Produktion auf das QSL-Verfahren den Energiebedarf senken. Ein verstärkter Einsatz von *Regenerativ- und Oxy-Fuel-Brennern* birgt bei der Fertigung von *NE-Halbzeugen* beträchtliche Potenziale von über 20 %.

3.3.2 Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD)

In vielen Bereichen sind die im Abschnitt zur Industrie aufgeführten Querschnittstechniken zur Effizienzsteigerung auch auf den Kleinverbrauch zu übertragen. Einige Besonderheiten im Kleinverbrauch seien hier zusätzlich hervorgehoben.

Auf thermische Anwendungen entfielen 1998 bundesweit rund ein Viertel des Endenergieverbrauchs von Gewerbe, Handel und Dienstleistungen. Unter den einzelnen Branchen wies die Prozesswärme bei Wäschereien, Bäckereien, Fleischereien, Gartenbau und Gaststätten hohe Anteile am Endenergieverbrauch auf [Geiger et al. 1999].

Thermische Anwendungen hoher Temperatur (> 200 °C) werden vor allem in Bäckereien angewendet. Hier existieren zahlreiche Optionen, den Energieverbrauch zu vermindern, die jedoch z. T. schon weitgehend umgesetzt sind. Durch den Einbau von Abgasklappen können die Abgasverluste vermieden werden. Mittels Maßnahmen zur Wärmerückgewinnung sind Reduktionen des Energieverbrauchs von bis zu 30 % möglich. Auch bei Backöfen in Supermärkten und Backshops können noch Verbesserungen erzielt werden, z. B. durch eine bessere Dämmung der Ofentüren. Insgesamt wurde das Einsparpotenzial bei den thermischen Anwendungen mit hoher Temperatur auf 25 % geschätzt.

Bei den thermischen Anwendungen zwischen 50 °C und 200 °C wurden die Einsparpotenziale auf rund 15 % geschätzt. In diesen Temperaturbereich fallen Prozesse wie Waschen, Kochen, Trocknen oder Erwärmen. Auch hier sind vielfach noch Wärmerückgewinnungsmaßnahmen möglich. Bei Trocknern kann hierdurch eine Verbrauchsminderung von bis zu 30 % erreicht werden. Mit dem Einsatz von elektronischen Steuerungen und Luftfeuchtesensoren können Einsparungen von 10 % erreicht werden. In Fleischereien kann durch eine

bessere Dämmung der Brühkessel 5-10 % des Energieverbrauchs vermieden werden. Weitere Minderungen sind mit dem Einsatz von Gebläsebrennern anstatt von atmosphärischen Brennern möglich. Die Wärmerückgewinnung aus Waschwasser bei Wäschereien bietet zwar auch Einsparpotenziale, ist nach Aussagen von [Geiger et al. 1999] häufig jedoch nicht wirtschaftlich. In chemischen Reinigungen sind kaum noch Einsparpotenziale vorhanden, da die Anlagen aufgrund der gestiegenen Anforderungen des Immissionsschutzes einen hohen Stand der Technik erreicht haben. Das Einsparpotenzial für alle thermischen Anwendungen wird auf 22 % des Endenergieverbrauchs geschätzt.

Im *Gartenbau* können Nachtabdeckungen, beschichtetes Glas, Boden- und Vegetationsheizung mit warmem Kühlwasser aus Kraftwerken und Industrieanlagen sowie Doppelverglasungen für Gewächshaus-Seitenwände den Heizbedarf erheblich reduzieren. Bei der *Viehhaltung* eignet sich zur Milchkühlung und Stallbelüftung der Einsatz von Wärmepumpen mit der Möglichkeit zur Warmwasser-Bereitung. Verbesserte Dämmstoffe reduzieren den Energieverbrauch zur Stallheizung. Bei der Geflügelheizung kann die Substitution von Ölheizungen durch erdgasbetriebene Heizstrahler die Wärmeverluste deutlich reduzieren.

3.3.3 Raumwärme und Warmwasser in Privaten Haushalten und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

Ein Drittel der in Deutschland insgesamt eingesetzten Endenergie wird derzeit für die Bereitstellung von Raumwärme aufgewendet. Rund 75 % des Jahresenergiebedarfs eines Haushaltes entfallen auf die Deckung des Heizwärmebedarfs, im Sektor GHD sind es fast 50 %. Durch Sanierungsmaßnahmen am Baubestand und durch Umsetzung zahlreicher vorhandener Sparmaßnahmen bei Neubauten ist der Energieverbrauch für den Raumwärmebedarf erheblich zu senken.

Aufgrund der langen Nutzungsdauer von Gebäuden und der nur geringen Zubauraten von Neubauten kommt der **Altbausanierung** eine besondere Bedeutung zu. Dabei ist es aus wirtschaftlichen Gründen unabdingbar, energetische Sanierungen im Zuge einer ohnehin anstehenden Sanierung durchzuführen.

Die wichtigsten Maßnahmen zur Einsparung von Heizwärme sind

- Wärmedämmung von Wänden, Decken und Dächern
- Winddichtigkeit der Gebäudehülle
- Verwendung von Wärmeschutzverglasung mit infrarot-reflektierender Beschichtung und Argonfüllung.

Im Folgenden wird ein kurzer Überblick über den Status quo und die sich abzeichnenden Entwicklungstrends der jeweiligen Komponenten gegeben:

Dämmstoffe und Dämmsysteme

Bisher wurden im Baubereich vor allem Dämmstoffe aus Mineralwolle und Kunststoffschaum sowie Schüttungen aus diesen Materialien oder Altpapier und Bims eingesetzt. Als „Füllgas“ in den Poren dieser Dämmstoffe wird letztendlich Luft verwendet. Die Wärmeleitfähigkeit dieser Materialien liegt im Mittel bei 0,04 W/(m*K). Völlig neue Perspektiven ergeben sich, wenn künftig auch für den Baubereich neuentwickelte Superdämmstoffe verfügbar würden. Solche Materialien sind als „Vakuum-Super-Isolation“ (VSI) in Form von Schüttungen, die zwischen Decklagen eingebracht und evakuiert werden, in der Zwischenzeit von einigen Forschergruppen entwickelt worden und heute bereits für Einzelanwendungen (Fernwärmeleitungen, Dämmung von Natrium/Schwefel Batterien) am Markt. Die eigentliche Dämm-

schicht kann hier Wärmeleitfähigkeiten von weniger als 0,004 W/(m*K) erreichen, also rund ein Zehntel des heute im Baubereich üblichen Wertes. Mit solchen Vakuum-Super-Isolationen würden sich im Bestand somit durchaus k-Werte wie bei den heute verfügbaren fortgeschrittensten Niedrigenergie-Neubauten erreichen lassen. Allerdings sind hier die Kosten noch sehr hoch und auch Fragen der praktischen Handhabung im rauen Baubetrieb und bei der späteren Nutzung lassen das Einsatzgebiet vor allem in Nischenmärkten wie die Sanierung denkmalgeschützter Bauwerke oder von Kühlhäusern erwarten.

Nach dem gegenwärtigen Forschungsstand weisen Neu- und Altbauten mit transparenter Wärmedämmung (TWD) keine Vorteile gegenüber opaker Dämmung auf. Angesichts der hohen Kosten und sonstigen Einsatzbeschränkungen von TWD im Gebäudebestand (Brandschutz, Verschattung, Sonnenschutz) kann diese für den Wohnungsbau als nachrangig eingestuft werden. Transparente Wärmeschutzmaterialien sind aber sehr wohl für die Abdeckung von luft- oder wasserführenden Solarkollektorsystemen sinnvoll. Diese werden außen auf hochgedämmt opake Hüllflächen eines Gebäudes aufgebracht und reduzieren dadurch tagsüber den Wärmeverlust zusätzlich. Im Absorber auftreffende Sonnenenergie wird zur Speicherung über Hilfsantriebe wie Lüfter und Pumpen in innere Strukturen des Gebäudes, also z. B. Hohldecken oder Innenwände, gebracht. Daneben bietet sich dann eine Zusatznutzung zur Brauchwassererwärmung an. Solche solaren Hybridsysteme können noch höhere solare Nutzungsgrade erreichen als die TWD von massiven Außenbauteilen. Zudem wird der Nachtverlust durch die konventionelle Dämmung weiter verringert. Mit optimierten Konstruktionen für Wand und Dach sind selbst in den Wintermonaten Nettowärmegewinne möglich.

Neue Fenstergläser und Fensterbauarten

Zweischeiben-Wärmeschutzverglasung mit einem k-Wert von 1,3 W(m²/K) und einem Sonnendurchlass von 0,69 bei senkrechtem Einfall haben heute bereits einen nennenswerten Marktanteil mit steigender Tendenz und sind problemlos als Ersatz für bestehende Isolierverglasungen in der gleichen Rahmenkonstruktion einzusetzen. Sie reduzieren den Wärmeverlust um fast 50 % und sind heute Standard.

Über diese Standard-Wärmeschutzverglasung hinaus werden jedoch auch heute schon von verschiedenen Herstellern Gläser und Fenster am Markt angeboten, die noch bessere thermische Eigenschaften aufweisen. So sind sowohl „Einfachfenster“ mit k-Werten um 0,8 W/(m²K) als auch Kastenfenster dieser Qualität mit Durchlasswerten um 50 % bereits am Markt erhältlich, allerdings zu relativ hohen Preisen. Hier müssen für einen breiteren Einsatz noch Preisreduktionen durch rationellere Produktionsmethoden erzielt werden. Mit solchen Fenstern wird in aller Regel für wenig verschattete Südorientierungen ein Netto-Wärmegewinn auch in den kalten Monaten der Heizperiode erreicht.

Ob ein Durchbruch bei der Forschung an den selektiv beschichteten Vakuumfenstern mit Aerogel-Stützen oder bei Aerogel-Fenstern mit k-Werten bis unter 0,4 W/(m²K) gelingen wird, ist noch nicht abzusehen. Bei solchen Fenstern ist die Netto-Energiebilanz nicht nur für unverschattete Südflächen, sondern selbst für Ost/West- und Nord-Flächen positiv.

Wie bei den gedämmten Bauteilen Wand, Dach und Keller treten auch beim Fenster mit zunehmender Verbesserung des Bauteils in der Fläche Wärmebrückeneffekte mehr und mehr in den Mittelpunkt. Prototypen von Randverbundsystemen z. B. aus aluminiumbeschichteten Kunststoffabstandhaltern und Fensterrahmen für hochdämmende Wärmeschutzverglasungen erreichen schon k-Werte unter 0,7 W/(m²K).

Effizienzverbesserung bei der Lüftung

Heutiger Standard bei Wärmerückgewinnungsanlagen in bestehenden Gebäuden weist Werte von einer durchschnittlichen Reinfiltration durch verbleibende Undichtigkeiten von 0,1 1/h und eine durchschnittliche Gesamtluftwechselzahl im Haus von 0,5 1/h mit einer Wärmerückzahl von 60 % aus. Hierfür bedarf es bereits einiger Anstrengungen bei der nachträglichen Abdichtung der Gebäude, dem Projektieren der Zu- und Abluftführungen und einer guten marktgängigen Wärmerückgewinnungsanlage. Weitere Verbesserungen dieser Werte sind auf drei Wegen erreichbar:

- Weitere Verbesserung der Abdichtung gegen unerwünschte Luftinfiltration durch Abkleben und Ausstopfen verbleibender Undichtigkeiten mit Zielwert 0,05 1/h.
- Erhöhung der Effizienz der Lufterneuerung durch intelligente mikroprozessorgesteuerte Regelung
- Erhöhung des Wärmerückgewinnungsgrades der Lüftungsanlage: Mittelfristig scheinen Wärmerückgewinnungsgrade um 80 % im Mittel der Heizperiode erreichbar. Auf längere Sicht sollten auch Konzepte zur Rückgewinnung eines größeren Teils der latenten Wärme zum Durchbruch kommen

In summa ließen sich mittel- bis langfristig durch diese Maßnahmen auch im Baubestand der Heizwärmebedarf je nach Geländetyp und Bauart auf etwa 40 bis 80 kWh/(m²a) reduzieren. Dies sind nur noch 30-50 % des Heizenergieverbrauchs im durchschnittlichen IST-Zustand der jeweiligen Gebäudetypen. Dies macht deutlich, dass mit den heute verfügbaren und ökonomisch sinnvoll einsetzbaren Techniken der rationellen Energienutzung die technischen Grenzen der Energieeinsparung im Gebäudebestand noch lange nicht erreicht sind. Eine noch weitergehende Absenkung des Wärmebedarfs im Altbau ist zwar technisch ohne weiteres möglich, jedoch wäre dies weit über dem kurzfristig wirtschaftlich Möglichen.

Deutlich einfacher als im Bestand ist die Erreichung einer hohen energetischen Effizienz bei den **Neubauten**. Aufgrund der langen Nutzungsdauer der Gebäude von rund 100 Jahren ist es wichtig, bei allen Neubauten so energieeffizient wie möglich zu bauen. Hierbei sollten nicht die momentanen niedrigen Energiekosten den Wirtschaftlichkeitsberechnungen zugrunde gelegt werden, sondern die durchschnittlichen über die Nutzungszeit. Dagegen spricht leider die relativ niedrige Eigenkapitalquote der privaten Bauherren: Üblicherweise muss jede zusätzliche, für eine bessere Energieeffizienz aufzuwendende Geldmenge zusätzlich am Kapitalmarkt aufgenommen und verzinst werden. Hier sind staatliche Zuschüsse hilfreich.

Bei Neubauten wird zwischen folgenden Gebäudestandards unterschieden:

Häuser nach der geltenden Wärmeschutzverordnung von 1995 weisen typischerweise einen Heizwärmebedarf von 70 bis 100 kWh/(m²a) auf.

Der heute technisch sinnvolle und wirtschaftliche vertretbare Neubaustandard ist das **Niedrigenergiehaus**. Sein Heizwärmebedarf liegt zwischen 30 und 70 kWh/(m²a). Die Mehrkosten betragen 2 bis 8 % der reinen Baukosten.

Passivhäuser können allein mit den ohnehin vorhandenen inneren Wärmequellen und der durch Fenster eingestrahlten Sonnenenergie, also „passiv“, warm gehalten werden – eine aktive Beheizung ist nicht nötig. Der Heizwärmebedarf von Passivhäusern liegt typischerweise zwischen 10 und 30 kWh/(m²a). Passivhäuser können unter günstigen Voraussetzungen mittel- bis langfristig die Grenze zur Wirtschaftlichkeit erreichen.

Beim **Nullenergiehaus** werden alle Energiedienstleistungen (Heizwärme, Warmwasser, Strom für Hausgeräte...) autark, d. h. durch aktive und passive Solarenergienutzung bereitgestellt. Nullenergiehäuser sind heute schon technisch machbar.

Einsparpotenziale durch Verhaltensänderungen

Der Energieverbrauch zur **Raumwärmebereitstellung** wird im Wesentlichen durch die Raumtemperatur und die Luftwechselzahl beeinflusst, die wiederum vom Verhalten des Nutzers abhängen:

Nach der DIN 4701 soll die Innentemperatur in beheizten Wohnräumen 20 °C betragen und in Bädern 24 °C. In Nebenräumen wie Fluren, Vorräumen und WC können die Temperaturen bei 15 C liegen. Verschiedene Umfragen geben Bereiche für die mittlere Raumtemperatur von ca. 20 bis 23 °C an [UBA 1999/2000]. Durch die Verringerung der Raumtemperatur um 1 °C wird der Verbrauch um 6 bis 8 % verringert. Das zeigt, dass hier nicht unerhebliche Sparpotenziale liegen.

Neben der Fensterstellung beeinflussen die Temperaturdifferenz zwischen innen und außen und die Windgeschwindigkeit den Luftwechsel. Aus hygienischen und bauphysikalischen Gründen wird zur Schadensvermeidung eine Luftwechselzahl von 0,8 1/h vorgeschlagen [Hartmann et al. 1999]. Dies erfordert in der Regel eine kurzzeitige Lüftungsdauer bei gekipptem Fenster von 10 bis 20 Minuten. Ein dauernd gekipptes Fenster hat Luftwechselzahlen von 1,5 bis 4 und kann den Energieverbrauch bis zum Doppelten vergrößern. Werden die Fenster dauernd halb geöffnet, dann kann sich der Verbrauch im ungünstigsten Falle verdreifachen bzw. versechsfachen. Diese Zahlen zeigen eindringlich, welche energetische Bedeutung richtiges Lüften hat. Durch falsches Lüften kann die Wirkung jeder guten Sanierung wieder völlig zunichte gemacht werden.

In [UBA 1999/2000] wird ein verhaltensbedingtes Einsparpotenzial für die Raumwärmebereitstellung in Deutschland für 1999 von 30 % des Verbrauchs angegeben. Hier liegt eine Reduzierung der mittleren Temperatur von 2 °C (die auch durch eine teilweise Nichtbeheizung bzw. Temperaturreduktion von nicht genutzten Räumen erreicht werden kann) und eine Luftwechselzahl von nur 0,4 h-1 zugrunde. Es erscheint plausibel, dass diese Bedingungen bei einem Großteil der Nutzer nicht umsetzbar sind. Außerdem dürfte die niedrige Luftwechselzahl insbesondere bei älteren Gebäuden zu Feuchteproblemen führen [Hartmann et al. 1999]. Deshalb wird in [UBA 1999, 2000] nur ein Erwartungspotenzial von 9 % angegeben.

Die demographische Entwicklung, aber auch das steigende Volksvermögen wird wie in der Vergangenheit auch schon zu einer Zunahme der Wohnfläche pro Kopf führen und wird dadurch zumindest einen Teil der technisch umgesetzten Einsparungen konterkarieren.

In [UBA 1999/2000] werden für den **Nichtwohnbereich** verhaltensbedingte Einsparpotenziale von 25 bis 30 % des Verbrauchs angegeben. Allerdings wird dieses Potenzial als eine Obergrenze angesehen, die sich in der Praxis wohl nicht umsetzen lässt. Das Erwartungspotenzial bezüglich der Verhaltensänderungen wird mit rund 7 % für 2020 angegeben. Die zurückhaltende Annahme beruht auf speziellen Hemmnissen im Nichtwohngebäudebereich. So gibt es oft keine individuellen Regelungsmöglichkeiten (z. B. Großraumbüro oder Werkhalle) oder der Komfortanspruch ist sehr hoch (z. B. Hotels, Krankenhäuser). Außerdem fehlt beim Nutzer der Anreiz zum Sparen, da er nicht unmittelbar von der Einsparung profitiert.

Warmwasser

Die technischen Optionen bestehen vor allem in der Verwendung *verbesserter Brennertechnik* bei veralteten Geräten, insbesondere dem Einsatz von Brennwertkesseln und besserer Wärmedämmung der Speicher und Leitungen sowie der Reduzierung der Zirkulationsverluste. Weitere gewichtige Einsparoptionen bestehen vor allem in *Verhaltensmaßnahmen*. Eine Verminderung des spezifischen Verbrauchs von derzeit rund 40 l/Tag und Person auf 10 l/Tag und Person ist nach Ansicht von [Brohmann et al. 2000] möglich, wobei hier verminderte Energiedienstleistungen neben technischen Maßnahmen (sparende Duschköpfe; Mischbatterien, die in Grundstellung reines Kaltwasser abgeben) zum Einsatz kämen.

Ohne Komfortverzicht wird das technische Einsparpotenzial für den Warmwasserverbrauch der Haushalte auf 35 % geschätzt; hiervon dürfte mehr als die Hälfte mittelfristig wirtschaftlich sein.

3.4 Bedarfsminderungspotenziale im Verkehr[5]

Zur Steigerung der Energieeffizienz bei **Straßenverkehrsfahrzeugen** stehen eine Reihe von technischen Maßnahmen zur Verfügung. Auf Seiten der Karosserie und der Anbauteile bestehen immer noch erhebliche Potenziale zur *Gewichtsreduktion*.

Neben der Gewichtsreduktion kann eine *Optimierung des aerodynamischen Verhaltens* der Karosserie zur Verminderung des Energieverbrauchs beitragen. Die Reibungsverluste im Antriebsstrang können durch fortgeschrittene Schmierstoffe und synthetische Öle vermindert werden. Ebenso bestehen Minderungspotenziale in der Reduzierung des Abrollwiderstands der Reifen, z.B. durch den richtigen Reifendruck und spezielle Reifenprofile und Gummimischungen.

Neben der Gewichtsreduktion der Fahrzeuge bietet die *Optimierung der Antriebsmotoren* immer noch Möglichkeiten zur Effizienzsteigerung. Die zuerst bei Dieselmotoren eingeführte *Direkteinspritzungstechnik* wird inzwischen auch bei mit Ottokraftstoffen betriebenen Motoren angewendet. Durch eine weitere Optimierung der *Motorsteuerung* können während dem Betrieb auftretende Verluste minimiert werden, und die automatische Abschaltung des Motors während Perioden, in denen keine Leistung benötigt wird, trägt bereits heute bei wenigen Pkw-Modellen zur Kraftstoffeinsparung bei.

Alternative Antriebskonzepte wie Elektromotoren oder Hybridantriebe werden aber langfristig den Markt mehr und mehr durchdringen. Der Einsatz von mit Erdgas betriebenen Fahrzeugen wird in stadt- und gemeindenahen Zonen Verwendung finden. Alkoholkraftstoffe wie Methanol oder Ethanol sind weiter auf dem Vormarsch und werden längerfristig bei weiter steigenden Benzinpreisen vor allem in Gebieten, in denen diese aus nachwachsenden Kraftstoffen (Biodiesel) preisgünstig hergestellt werden können, Marktanteile erringen können.

Brennstoffzellenfahrzeuge, mit nicht fossilen Energieträgern betrieben, bieten die Möglichkeit eines praktisch emissionsfreien Betriebs und damit *die* Zukunftsperspektive als Alternative zu Umweltbelastung und Öl-Abhängigkeit. Die Brennstoffzelle ersetzt nicht einfach nur den Verbrennungsmotor, sondern erfordert ein ganz neues Antriebssystem. Im Prinzip lässt sich

[5] Die detaillierte Untersuchung des Verkehrssektor ist nicht Gegenstand dieser Studie. Zur Vervollständigung der Energie- und Emissionsbilanzen muss jedoch sein derzeitiger und zukünftiger Anteil dargestellt werden. Ohne wesentliche Maßnahmen im Verkehrsbereich wird ein wirksamer Klimaschutz nicht zu erreichen sein. Deshalb werden hier in einer Übersicht die prinzipiellen Möglichkeiten des rationelleren Einsatzes von Energie dargestellt und daraus auch mögliche Zukunftsentwicklungen angeschätzt.

ein BZ-Fahrzeug auf zweierlei Weise betreiben: entweder direkt mit Wasserstoff oder mit organischen Verbindungen wie Methanol, Erdgas oder Biogas, die Wasserstoff in chemischer Form gespeichert haben. Der direkte Wasserstoffbetrieb bietet den unschlagbaren Vorteil der Emissionsfreiheit, erfordert allerdings ein ganz neues Netz von Wasserstofftankstellen. Brennstoffzellen-Fahrzeuge befinden sich noch im Entwicklungsstadium. Seit Mitte der 90er-Jahre untersucht die Industrie anhand von Prototypen, ob ein Brennstoffzellenfahrzeug dem rauen Verkehrsalltag standhält, ausreichend sicher und zuverlässig ist und mit einem hohen Wirkungsgrad betrieben werden kann. Gegenwärtig liegen die zu lösenden Probleme noch in der Materialauswahl, den Materialkosten, dem dynamischen Betriebsverhalten und den Systemwirkungsgraden. Ferner muss weiter an wirtschaftlichen Optionen der Wasserstoffproduktion aus regenerativen Quellen gearbeitet werden. Hier sind bis zu einer breiten Anwendung noch technische Verbesserungen und Weiterentwicklungen nötig. Langfristig könnte aber dem BZ-Fahrzeug die Zukunft gehören. Bis 2050 wird solar erzeugter Wasserstoff jedoch voraussichtlich nur in Nischenanwendungen zum Einsatz kommen.

Nach IEA (2000) lag der Flottenverbrauch der Pkw in Deutschland 1994 bei knapp über 9 l/100 km. [PROGNOS/EWI, 1999] geben ungefähr den gleichen Wert für 1994 und 8,7 l/100 km für das Jahr 1997 an. Bei konsequenter Umsetzung aller heute bekannter Technologien wurde eine Reduktion der spezifischen Verbräuche um 50 % als erreichbar eingeschätzt. Darüber hinaus werden noch weitergehende Konzepte wie das des Hypercar vorgeschlagen [Lovins et al. 1991] und [Lovins 1996], mit dem ein spezifischer Verbrauch von 1,7 l/100 km realisiert werden soll. Die Umsetzung eines solchen Konzepts würde eine Minderung des Energieverbrauchs um 75 % ermöglichen.

Bereits bei den heutigen Kraftstoffpreisen sind viele der technischen Optionen wirtschaftlich. In der Studie der [IEA 2000] wird angegeben, dass eine Minderung des spezifischen Kraftstoffverbrauchs bei neuen Pkw um 25 % gegenüber dem Durchschnitt des Bestands von 1998 wirtschaftlich zu erreichen ist.

Energiesparmaßnahmen im Straßenverkehr lassen sich nicht nur durch neue Fahrzeugkonzepte erreichen. Mittelbar können Kraftstoffverbrauch und Schadstoffemissionen des Straßenverkehrs auch durch moderne Telematiksysteme in Form von *Verkehrsleitsystemen*, rechnergesteuerten *Verkehrsbeeinflussungsanlagen* und *fahrzeuginternen Zielführungs- und Verkehrswarnsystemen* reduziert werden. Navigations- und Leitsysteme für den Kraftfahrer können helfen, Umwege zu vermeiden und die Suche nach dem Ziel zu verkürzen. Allerdings gibt es die Befürchtungen, das durch einen flüssigeren Verkehr, gerade in den Ballungsräumen, die Nutzung des ÖPNV an Attraktivität verlieren wird und somit zusätzlicher Individualverkehr induziert werden könnte.

Auch oder gerade in diesem Bereich spielt das Verhalten eine wichtige Rolle. Zwischen einer passiven Fahrweise und gemäßigter Dauergeschwindigkeit und einer „sportlichen“ Fahrweise und hohen Dauergeschwindigkeiten liegen deutliche Unterschiede im Verbrauch. Die Entscheidung, mit welchen Verkehrsmittel ein bestimmter Mobilitätsbedarf durchgeführt wird beeinflusst ebenso wie die Entscheidung für eine bestimmte Wagenklasse beim Kauf eines Pkw den Energieverbrauch. Zusätzlich stehen Optionen offen wie z.B. die Nutzung von Carsharing-Angeboten bzw. Pooling oder Mobilitätsverträgen, bei denen die Möglichkeit besteht, das jeweils für einen bestimmten Fahrzweck passendste Fahrzeug zur Verfügung zu haben. Gleichzeitig wird die Fahrzeugnutzung deutlich intensiviert, was zu kürzeren Produktzyklen und damit einer schnelleren Durchdringung mit energieeffizienteren Fahrzeugen führt.

Im Güterverkehr bestehen prinzipiell die gleichen technischen Optionen zur Minderung des Energieverbrauchs wie bei Personenfahrzeugen. Hier können durch ein gezieltes Flottenmanagement aufgrund neuer Informationstechnologien und Managementsystemen Leerfahrten vermieden und der Lieferverkehr in Städten und Belastungsräumen effektiver gestaltet wer-

den. Neue Umschlagtechniken und Informationssysteme für die Verlagerung des Fernverkehrs auf die Schiene und auf die Wasserstraßen werden entwickelt.

Technische Optionen zur Energieeinsparung bestehen sowohl bei der Elektrotraktion als auch bei dieselbetriebenen Schienenfahrzeugen. Im **Schienenverkehr** wird eine große Anzahl alter Triebfahrzeuge eingesetzt. Die übliche Nutzungsdauer beträgt 30 Jahre [Deutsche Bahn 1998]. Allein durch die *Substitution älterer Fahrzeuge* mit Triebfahrzeugen nach dem heutigen Stand der Technik können deutliche Effizienzsteigerungen erreicht werden. Optionen liegen zunächst wie im Straßenverkehr in der Verringerung des Gewichts und in der Verbesserung der Antriebstechnik. Eine sinnvolle Verbindung dieser beiden Maßnahmen liegt in der Verwendung von *Einzelachsantrieben*, die den Triebkopf ersetzen und damit Gewicht einsparen. Bei vielen älteren Dieselloks insbesondere im Güterverkehr können durch Austausch der Motoren durch moderne energieeffizientere Aggregate Einsparungen erreicht werden, ohne das Fahrzeug komplett ersetzen zu müssen.

Vermehrt wird bei den elektrisch betriebenen Zügen *Energie bei Bremsvorgängen* zurück ins Netz gespeist. Die Energieeinsparungen liegen dabei in der Höhe von 8 bis 14 % [Deutsche Bahn 1998]. Zukünftig werden die erreichbaren Verminderungen des Energieverbrauchs durch Stromrückspeisungen und verbessertes Fahrverhalten auf 10 bis 40 % geschätzt [Daimler-Chrysler 2000]. Bei Dieseltriebwagen können Schwungräder genutzt werden, um die Bremsenergie aufzunehmen und während eines Halts den Betrieb von Klimaanlage und Innenbeleuchtung des Zuges gewährleisten. Diese Technik ist besonders bei Regionalzügen wegen der höheren Anzahl der Haltepunkte vielversprechend. Der Einsatz von Neigetechnikzügen vermindert den Energieverbrauch, da das Abbremsen und Wiederbeschleunigen an Kurven entfällt oder vermindert werden kann. Das technische Einsparpotenzial insgesamt für den Schienenverkehr wird auf 30 % geschätzt (vgl. [Daimler-Chrysler 2000]).

Einsparpotenziale ergeben sich bei **Binnenschiffen** einerseits bei den Motoren. Hier können durch langsam laufende Schiffsdiesel bis zu 25 % des Verbrauchs vermieden werden. Die Hydrodynamik der Schiffe kann vor allem im Bereich des Propellers verbessert werden. Mittels *Ringdüsen* (z. B. Schneekluth-Düse oder Grimmsches Leitrad) können Einsparungen in der Größenordnung von 10 % erreicht werden. Das technische Einsparpotenzial für den Bereich Binnenschifffahrt wurde auf 15 % geschätzt.

Einsparungen im **Luftverkehr** können durch eine weitere konsequente Anwendung des *Leichtbau*s erreicht werden. Die Substitution von Metallen durch faserverstärkte Kunststoffe kann vorangetrieben werden. Neue Aluminium-Lithium oder Aluminium-Scandium-Legierungen sind ebenso geeignet, zu Gewichtsverminderungen beizutragen. Daneben können anstatt massiver Metallbauteile Metallschäume eingesetzt werden. [Masuhr et al. 1991] gehen von einem Minderungspotenzial für den Energieverbrauch von 8 bis 15 % durch die Reduzierung des Gewichts aus.

Die *Turbinen* von Flugzeugen wurden in den vergangenen Jahren kontinuierlich verbessert. Grund dafür war nicht nur die Absicht, die Energieeffizienz zu steigern, sondern vor allem auch, steigende Anforderungen an den Lärmschutz und an die Luftreinhaltung zu erfüllen. Dennoch sind auch bei Flugzeugturbinen noch Einsparpotenziale in der Größenordnung von 10 % vorhanden.

Die *Aerodynamik* von Flugzeugen kann auch heute noch weiterentwickelt werden. Der Flugzeughersteller Airbus hat es sich zum Ziel gesetzt, den Energieverbrauch bei neu entwickelten Flugzeugen durch verbesserte Aerodynamik um 15 % zu senken [Daimler-Chrysler AG, 1999].

Wesentliche Fortschritte bei der Weiterentwicklung von Flugzeugen sind zu erwarten aus

- Untersuchungen zu widerstandsmindernden Techniken, wie dem jeweiligen Flugstand optimal angepassten „Aktiven Flügel“ und der aktiven und passiven Strömungslaminarisierung
- interferenzarmer bzw. –günstiger Triebwerksintegration
- aeroelastischen Strukturanalysen
- Realisierung des Flight-Management-Systems
- Komponenteentwicklung leichter, kostengünstig zu fertigender Primärstrukturbauteile in schadensverlaufoptimierter Verbundbauweise.

Auch beim Flugzeugbestand können noch Verbesserungen der Aerodynamik erreicht werden, indem die Flügelenden mit Winglets ausgestattet werden (vgl. z. B. [Preussag 2001]). Mit diesen veränderten Flügelspitzen sind Energieeinsparungen von 3 bis 4 % möglich. Im Bericht der [Group of Personalities 2001] hat sich die europäische Luftfahrtindustrie zusammen mit der EU das Ziel gesetzt, durch intensivierte Forschung bis zum Jahr 2020 die CO_2-Emissionen pro Passagierkilometer um 50 % zu senken. Die EU hat dieses Ziel in ihre Forschungsprogramme aufgenommen. Auch wenn diesem politischen Konzept noch keine voll entsprechenden technischen Optionen gegenüberstehen, gibt es die Größenordnung der Emissionsminderungen vor, die längerfristig erreichbar sein sollten.

3.5 Zukünftiger Strom- und Wärmebedarf in den Teilszenarien TREND, EFFIZIENZ und NACHHALTIGKEIT

3.5.1 Generelle Randbedingungen und Vorgehensweise

Die Abschätzung der zukünftigen technischen Entwicklungsmöglichkeiten für einen rationelleren Umgang mit Energie gestalten sich angesichts der Vielzahl von Techniken und des langen Betrachtungszeitraums von mehreren Re-Investitionsperioden schwierig. Tendenziell noch unsicherer ist die Abschätzung der dazugehörigen Kosten, wie im folgenden kurz erläutert wird.

In nahezu allen Fällen sind die Kosten bzw. die Preise, nach der technischen Realisierbarkeit, die entscheidende Einflussgröße, ob eine Technik in den Markt eindringt oder nicht. Sie reduzieren das oft beträchtliche technische Potenzial auf das wirtschaftliche Potenzial. Dieses lässt sich in das volkswirtschaftlich rentable und das betriebswirtschaftlich rentable Potenzial unterteilen. Bei ersterem werden die Herstellkosten, niedrige langfristige Zinssätze im Bereich von 3 bis 4 % und eine Amortisationszeit in der Länge der Nutzungsdauer des betrachteten Objektes zugrunde gelegt. Solche Parameter einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, wie sie bei volkswirtschaftlichen Systembetrachtungen gerechtfertigt sind, werden von potentiellen Investoren, mit gelegentlichen Ausnahmen z.B. bei öffentlichen Auftraggebern oder Privatpersonen, in der Regel nicht zu einer Kaufentscheidung herangezogen. Üblicherweise werden, insbesondere in der Industrie, deutlich schärfere Kriterien gefordert wie Amortisationsdauern von zwei bis drei Jahren oder eine interne Verzinsung von 10 bis 20 Prozent. Langlebige Güter, wie sie häufig bei Techniken zur rationellen Energienutzung wie z.B. Wärmedämmungen, Wärmetauscher, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, haben bei der weit verbreiteten Betrachtung der Amortisationszeit trotz häufig sehr guter interner Verzinsungen keine Chance auf eine Realisierung. Hinzu kommt, das der potentielle Kunde seine Kaufentscheidung natürlich nicht nach den (Herstell-) Kosten, sondern nach dem (Verkaufs-) Preis richtet. Selbst für standardisierte Massenprodukte existieren hier deutliche Unterschiede je

nach Marktmacht des Käufers und der gewünschten Stückzahl. So ist es bei Großkonzernen üblich, die Preisverhandlungen für größere Lose bei weniger als der Hälfte des Listenpreises zu beginnen. Hinzu kommen für den Endkunden noch die Steuern. Viele Anlagen in der Industrie sind Sonderanfertigungen, bei denen die Kosten stark von den örtlichen und betrieblichen Gegebenheiten abhängen und die „Gewinnaufschläge“ gerade bei innovativen Techniken nicht zu vernachlässigen sind. Alles in allem lässt sich festhalten, dass das betriebswirtschaftlich rentable Potenzial bedeutend kleiner ist als das volkswirtschaftliche.

Empirische Untersuchungen belegen, das häufig selbst solche Investitionen in Energieeffizienztechnologien nicht getätigt werden, die betriebswirtschaftlich hoch rentabel sind. Hierbei fallen insbesondere Betriebe auf, die nur einen unterdurchschnittlichen Anteil Energiekosten an den Gesamtkosten haben, heterogene Produktionsprozesse einsetzen oder über wenige Mitarbeiter verfügen. Ähnliches gilt für Unternehmen im Gewerbe- und Dienstleistungssektor, öffentlichen Verwaltungen und Privatpersonen. Ursachen sind häufig Unkenntnis und mangelnde Zeit oder Desinteresse, sich die erforderlichen Kenntnisse anzueignen, fehlendes Kapital bzw. andere Investitionsprioritäten. Das Erwartungspotenzial der rationellen Energienutzung ist somit noch einmal kleiner als das betriebswirtschaftliche.

Damit fließen in die Szenarienbildung neben technischen und wirtschaftlichen Annahmen auch soziologische und teilweise auch psychologische Aspekte mit ein. Ökonomen argumentieren dagegen häufig mit Transaktionskosten, wenn sie erklären, warum scheinbar rentable Optionen nicht realisiert werden. Untersuchungen hierzu zeigen aber, dass damit nicht alle Hemmnisse erklärbar sind und die Berechnung der Transaktionskosten ein schwieriges Geschäft ist, da sie nicht proportional zu den Investitionskosten sind, sich individuell mit der Zeit verändern und von politischen Maßnahmen beeinflussbar sind. Bei einem Szenario, bei dem Energie bzw. CO_2-Emissionen ein wichtiges Thema in der Öffentlichkeit spielt, ist zu erwarten, dass einige der gehemmten Potenziale kostenneutral aktiviert werden können. Zusätzlich zur höheren Nachfrage nach Energieeffizienztechniken wird öffentliche Wahrnehmung dieses Themas zu einer Verschiebung der Schwerpunkte von Forschung und Entwicklung bei den Herstellern von Anlagen und Geräten in Richtung von erhöhter Energieeffizienz kommen. Auch hier kann eine Kostenneutralität unterstellt werden, da der Entwickler z.B. den Motor nicht in Richtung Beschleunigung optimiert, sondern in Richtung Verbrauchsminderung.

In Verbindung mit einer höheren Stückzahl nun noch energieeffizienterer Geräte sinken die Herstellkosten entsprechend stärker, damit steigen die Verkaufzahlen: eine positive Rückkopplung kommt zum Tragen. Gerade diese Abhängigkeit der Kosten von der kumulierten Herstellstückzahl erschwert die Vergleichbarkeit von Potenzialen und Kostenangaben verschiedener Szenarien, und das in verschiedenen Szenarien unterschiedlich angenommene und teilweise irrational erscheinende Käuferverhalten führt in den verschiedenen Szenarien zu einem unterschiedlichen Erwartungspotenzial, unabhängig von den Energieträgerpreisen, die zusätzlich noch einmal wirken.

Für die Generierung des Szenarios TREND wurde ein ähnliches Verhalten von Politik, Unternehmen und Bürgern unterstellt, wie sie in einem „business as usual“ zu erwarten sind, d. h. die Hemmnisse wie mangelnde Kenntnisse, ungeeignete Methoden zur Investitionsentscheidung, Kapitalmangel etc. bleiben bestehen; es wird somit nur ein Teil der rentablen Energieeinsparmöglichkeiten realisiert.

Im Szenario EFFIZIENZ wurde demgegenüber unterstellt, dass die bestehenden Hemmnisse der rationellen Energienutzung durch moderate politische Maßnahmen weitgehend überwunden werden können und somit viele derjenigen Maßnahmen zum Einsatz kommen, die nahe an der Schwelle zur Wirtschaftlichkeit liegen werden. Insbesondere bei Gegenrechnung der bei Umsetzung der „no regret“-Potenziale erzielten Gewinne und der vermiedenen Energiekosten fallen hierbei nur geringe Netto-Zusatzkosten an. Zusätzlich wurde hier an-

satzweise versucht, die zur Überwindung dieser Hemmnisse im jeweiligen Sektor anfallenden Transaktionskosten zu berücksichtigen. Diese fallen je nach politischer Maßnahme und je nach Zielgruppe und Investitionsgut unterschiedlich hoch aus. Insgesamt werden für das Szenario EFFIZIENZ jährliche Netto-Zusatzkosten unterstellt, die etwa zwischen 10 bis 30 % der jährlichen Energiekosten liegen.

Für das Szenario NACHHALTIGKEIT werden alle die Techniken und Maßnahmen zum Einsatz gebracht, die „mittelhohe“ Mehrkosten aufweisen und aufgrund von Erfahrungen mit Optimierungsmodellen zu ähnlichen Fragestellungen von ihren Kosten her mit Techniken und Maßnahmen im Bereich der konventionellen und regenerativen Strom- und Wärmebereitstellung konkurrieren können. Hier wurden für dieses Szenario jährliche Netto-Mehrkosten in Höhe von 40 bis 60 % der jährlichen Energiekosten zugrunde gelegt.

Für die Generierung der Endenergienachfrage in den einzelnen Szenarien wurde ein **„Bottom-up“**-Ansatz verwendet, also ausgehend von der zeitlichen Entwicklung einzelner den Energiebedarf beeinflussender Faktoren wie Quadratmeter beheizte Wohnfläche in Einfamilienhäusern, Produktion in der Kraftfahrzeugindustrie oder Beschäftigte im Baugewerbe und der Entwicklung einzelner spezifischer Energieverbräuche wie z.B. kWh/a/m^2 beheizte Wohnfläche in Einfamilienhäusern, kWh/a/DM Bruttoproduktionswert für den Prozessenergiebedarf der Kfz-Produktion und kWh/a/Beschäftigten für elektromechanische Anwendungen. Die Nachfragevektoren wurden unter Berücksichtigung der allgemeinen Entwicklung wie z.B. der Entwicklung der Altersstruktur der Bevölkerung und dem damit zusammenhängenden Ausstattungs- und Nutzungsgewohnheiten bei elektrischen Haushaltsgroßgeräten, weiterer Automatisierung und Energieträgersubstitution in Industrie und Gewerbe aus den allgemeinen energiebestimmenden Größen abgeleitet (vgl. Kap. 2 „Ableitung energiebedarfsbestimmender Größen“).

3.5.2 Zukünftiger Strombedarf

3.5.2.1 Strombedarf für Privathaushalte

Der Strombedarf für Privathaushalte (63,6 PJ/a in Baden-Württemberg 1998) wurde in die Bereiche Gebäudebeheizung (22 %) und Warmwasserbereitung (9 %), Kochen/Backen (8 %) sowie Beleuchtung (14 %) und Elektrogeräte (47 %) unterteilt. Letztere wurden in 12 Einzelanwendungen sowie „Neue Anwendungen“ gegliedert. Die Berechnung der Entwicklung der Jahresenergieverbräuche erfolgte über die abgeschätzte Entwicklung des spezifischen Energiebedarfs pro Gerät unter Berücksichtigung einer möglichen Veränderung der Nutzungsdauer oder -intensität und der möglichen technischen Entwicklung sowie der prognostizierten Bestandszahlen. Während bei einigen Geräten wie z.B. Gefriertruhen im Wesentlichen die Anzahl (neben der technischen Effizienz) den Strombedarf bestimmt, sind es bei anderen Geräten wie Fernseher, Waschmaschinen etc. neben den Stand-by-Verbräuchen vor allem die Nutzungsdauern. Bei einer Reihe von Geräten wie z.B. Kühlschränke sind technische Optionen und auch deren Kosten relativ gut abschätzbar. Schwieriger wird es z.B. bei Monitoren für Fernseher oder Computer, da hier neben deren Größe noch eine Reihe unterschiedlicher technischer Optionen (z.B. Flüssigkristalle, Plasma, Beamer, „elektronisches Papier“) bestehen, die zum Teil deutlich unterschiedliche Energieverbräuche aufweisen. Für eine Kaufentscheidung wird der Energieverbrauch dieser Geräte jedoch nur eine untergeordnete Rolle spielen. Hinzu werden in den nächsten 50 Jahren neue Geräte insbesondere im Elektronikbereich kommen, die heute noch nicht erkennbar sind, so wie in der Vergangenheit z.B. die Nutzung von Mobiltelefonen oder dem Internet nicht vorhersehbar war. Daher wurde für diese möglichen Entwicklungen in den betreffenden Bereichen ein Stromverbrauchsanteil vorgesehen, der z.B. im Jahr 2050 bei den Elektrogeräten in Privathaushalten eine Größe von rund 20 % ausmacht. Für die Referenzentwicklung wurden bis 2020 die Annahmen von [Prognos/EWI 1999] verwendet und diese bis 2050 fortge-

schrieben. Entsprechend wurde im Bereich Kochen/Backen vorgegangen, wobei hier auch die Substitution Strom/Gas entsprechend der Referenzentwicklung von Prognos übernommen und fortgeschrieben wurde.

In Summe stagniert der Strombedarf der privaten Haushalte auch im Szenario TREND nahezu auf einem Niveau von 65-67 PJ/a (**Abbildung 3.3**). Ein Zuwachs wird nur noch im Teilbereich „Elektrogeräte“ erwartet und hier nur durch die Annahme, dass die „Neuen Stromanwendungen“ mit knapp 20 PJ/a rund 40 % des Strombedarfs dieses Teilbereichs bzw. fast 20 % des gesamten Strombedarfs dieses Sektors ausmachen. Beim Strombedarf für Raumwärme wurde eine Reduktion um 25 % angenommen, was ein spezifischer Zuwachs ist, da im gleichen Zeitraum eine Reduktion des Wärmebedarfs um rund 35 % erwartet wird. Hierbei wurde eine Substitution der Speicherheizgeräte durch elektromotorische Wärmepumpen und in begrenztem Maß eine Nachheizung in den Lüftungsanlagen unterstellt. Beim elektrischen Warmwasserbedarf wurde eine rund 20 %ige Reduktion des Strombedarfs aufgrund technischer Maßnahmen bei gleichem Anteil dieser Warmwasserbereitungsart unterstellt. Bei einigen Elektrogeräten stellt sich eine Sättigung des Bestandes ein, so dass hier die Effizienzverbesserungen voll zum Tragen kommen. Ohne die „Neuen Anwendungen“ im Strombereich wie z.B. Set-Top-Boxen für Pay-TV, Spielkonsolen etc. würde auch bei den Elektrogeräten eine Stagnation des Energieverbrauchs auftreten.

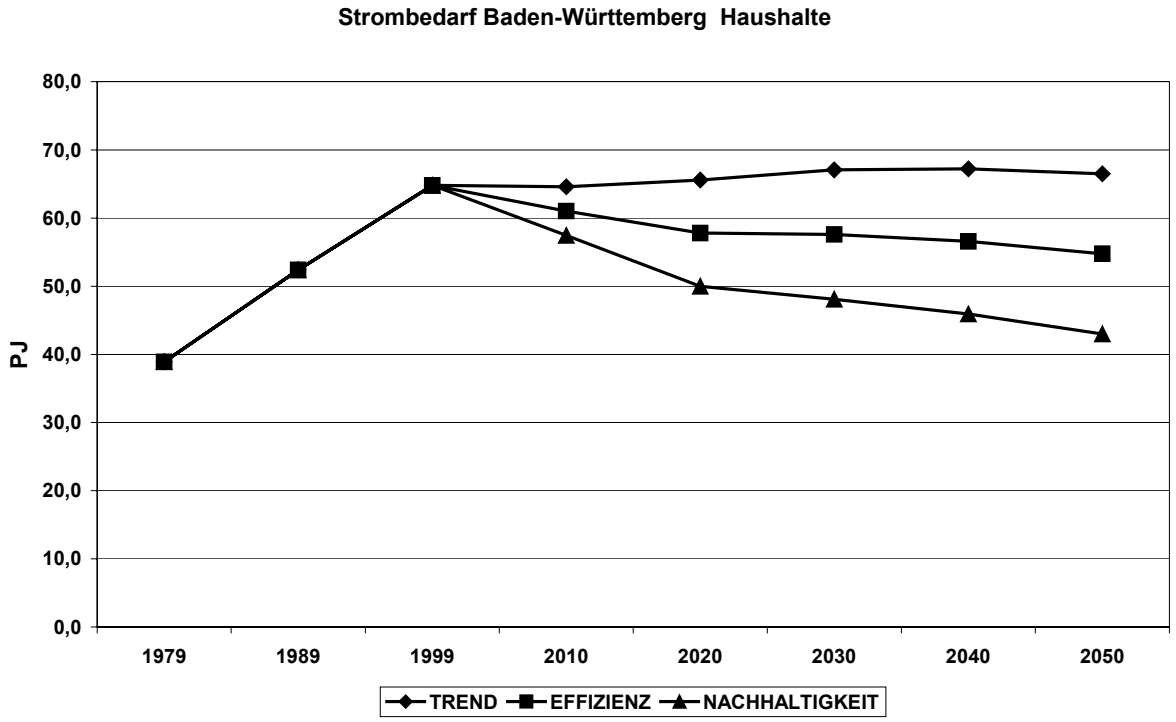


Abbildung 3.3: Entwicklung des Strombedarfs der Privathaushalte in Baden-Württemberg

In dem auf eine nachhaltige Entwicklung ausgerichteten Szenario NACHHALTIGKEIT für Baden-Württemberg kann der Strombedarf der privaten Haushalte im Jahr 2050 um etwa 35 % niedriger ausfallen und damit auf 43 PJ/a sinken. Einsparungen lassen sich vor allem im Bereich der Elektrogeräte erzielen, über 40 % sind hier durch den konsequenten Einsatz der besten jeweils verfügbaren Technik einsparbar. Im Bereich der elektrischen Gebäudebeheizung sowie der elektrischen Warmwasserbereitung werden Reduktionen von je rund 25 % möglich sein.

Für die effizientere Stromnutzung in den Haushalten Baden-Württembergs in den Szenarien EFFIZIENZ und NACHHALTIGKEIT dürften jährliche Brutto-Zusatzkosten zur Deckung der getätigten Investitionen anfallen, die im Szenario EFFIZIENZ von rund 350 Mio. DM/a im Jahr 2010 bis auf knapp 1,5 Mrd. DM/a im Jahr 2050 ansteigen, im Szenario NACHHALTIGKEIT bis auf über 3 Mrd. DM/a (**Abbildung 3.4**). Zur Beurteilung der für den Investor effektiv anfallenden Zusatzbelastungen sind hiervon die eingesparten Energiekosten abzuziehen. Werden diese mit der unteren Preisvariante der Stromkosten bestimmt (vgl. Tabelle 6.2), so steigen die **Netto-Zusatzkosten** im EFFIZIENZ-Szenario nicht über 250 Mio. DM/a und im NACHHALTIGKEITS-Szenario nicht über insgesamt 850 Mio. DM/a.[6]

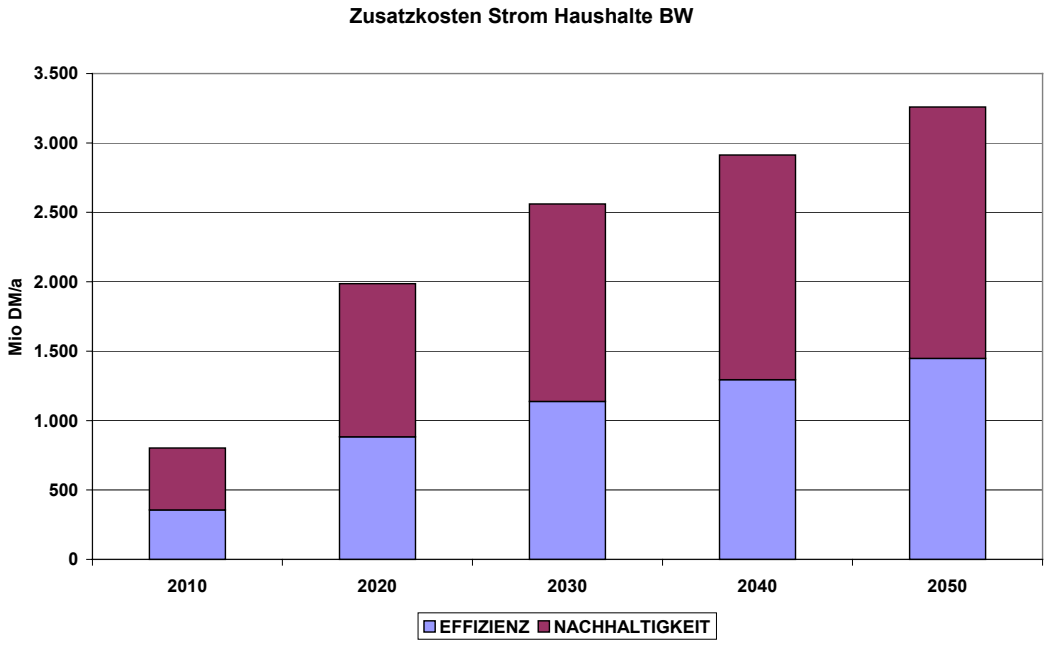


Abbildung 3.4: Jährliche Brutto-Zusatzkosten für die effizientere Stromnutzung in den Haushalten Baden-Württembergs in den Szenarien EFFIZIENZ und NACHHALTIGKEIT

3.5.2.2 Strombedarf in Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

Der Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD, früher Kleinverbraucher) wurde für diese Studie in die vier Untersektoren „Land- u. Forstwirtschaft“, „Baugewerbe“, „Handel, Gastgewerbe“ sowie „öffentliche und private Dienstleistungen“ unterteilt. Für eine weitere Ausdifferenzierung fehlen die statistischen Daten in Baden-Württemberg. Für diese Untersektoren wurden auf Basis einer Detaillierungsstudie [Geiger et al. 1999] die Stromverbräuche in die Nutzungsarten Prozesswärme, Kälte, Kraft, EDV und Kommunikation sowie Beleuchtung aufgeteilt. Als Verbrauchsindikator wurden die Anzahl der Beschäftigten, die Raumflächen oder ein aus beiden Einflussgrößen gebildeter Mischindex verwendet.

Unvorhersehbare Veränderungen in den nächsten 50 Jahren bei der Technik könnten sich vor allem im Bereich „EDV und Kommunikation“ ergeben. Trotz der auch heute schon sehr

[6] Alle Netto-Zusatzkosten sind mit den auf der **unteren** Preisvariante basierenden Strom- und Wärmekosten ermittelt worden.

starken Durchdringung dieses Bereichs mit Büroelektronik tragen diese aber nur zu rund 12 % zum Strombedarf in diesem Sektor bei, so dass von hier aus wenig Einfluss auf den absoluten Strombedarf zu erwarten ist. Größerer Einfluss könnte von der Gebäudeklimatisierung ausgehen: Die klimatisierte Fläche könnte angesichts steigender Ansprüche an Behaglichkeit (und einem zu erwartenden Anstieg gerade der Sommertemperaturen) deutlich zunehmen. Kompensierend auswirken werden sich hierauf jedoch die deutlichen schon heute existierenden Fortschritte bei der Energieeffizienz von Klimaanlagen und der Trend, durch andere bauliche Maßnahmen und der Reduzierung der inneren und äußeren Wärmelasten den Einsatz von Klimaanlagen zu reduzieren. Hinzu kommt die Möglichkeit, elektrisch angetriebene Kältemaschinen durch solche mit Abwärme oder Fern-/Nahwärme betriebene zu substituieren. Trotz dieser vielen technischen Möglichkeiten zur Senkung des Strombedarfs für Klimatisierung könnte sich aufgrund einer deutlichen Steigerung der elektrisch angetriebenen Klimatisierung im Endeffekt der absolute Strombedarf für diesen Anwendungszweck in den nächsten Jahren rund verdoppeln und dann gemeinsam mit anderen Elektroantrieben seinen Anteil am Strombedarf des Sektors GHD von heute rund 27 % in den nächsten 50 Jahren im Szenario TREND auf 36 % steigern.

Insgesamt dürfte der Strombedarf des Sektors GHD im Szenario TREND in Baden-Württemberg bis 2050 von 67,3 PJ/a (1999) um rund 40 % auf 95 PJ/a ansteigen (**Abbildung 3.5**). Werden die Effizienzpotenziale jedoch ausgeschöpft, wie im Szenario NACHHALTIGKEIT angenommen, so kann der Strombedarf jedoch um rund 17 % geringer ausfallen als in der Trendentwicklung, also bis 2050 auf lediglich 79 PJ/a anwachsen. Den größten Einzelbeitrag hierzu liefern die Kraftanwendungen mit 5,4 PJ/a Verbrauchsreduktion (bzw. ca. 15 %), gefolgt von Beleuchtung mit 4,5 PJ/a (ca. 20 %).

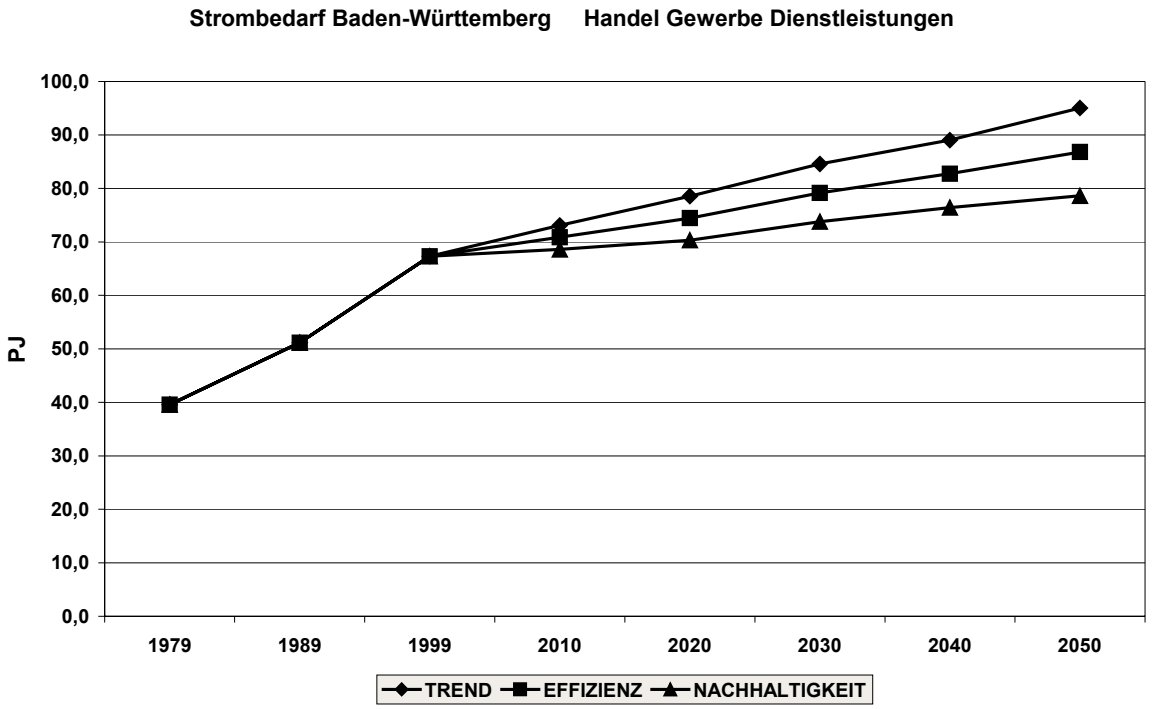


Abbildung 3.5: Entwicklung des Strombedarfs des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen in Baden-Württemberg

Die Brutto-Zusatzkosten steigen im Szenario EFFIZIENZ in den nächsten 50 Jahren bis auf knapp 900 Mio. DM/a an (**Abbildung 3.6**), unter Berücksichtigung der eingesparten Stromkosten jedoch auf nur etwa 200 Mio. DM/a. Das Szenario NACHHALTIGKEIT kommt in 2050 auf Brutto-Zusatzkosten von 2,0 Mrd. DM/a. Diese reduzieren sich durch die vermiedenen Stromkosten auf etwas über 600 Mio. DM/a.

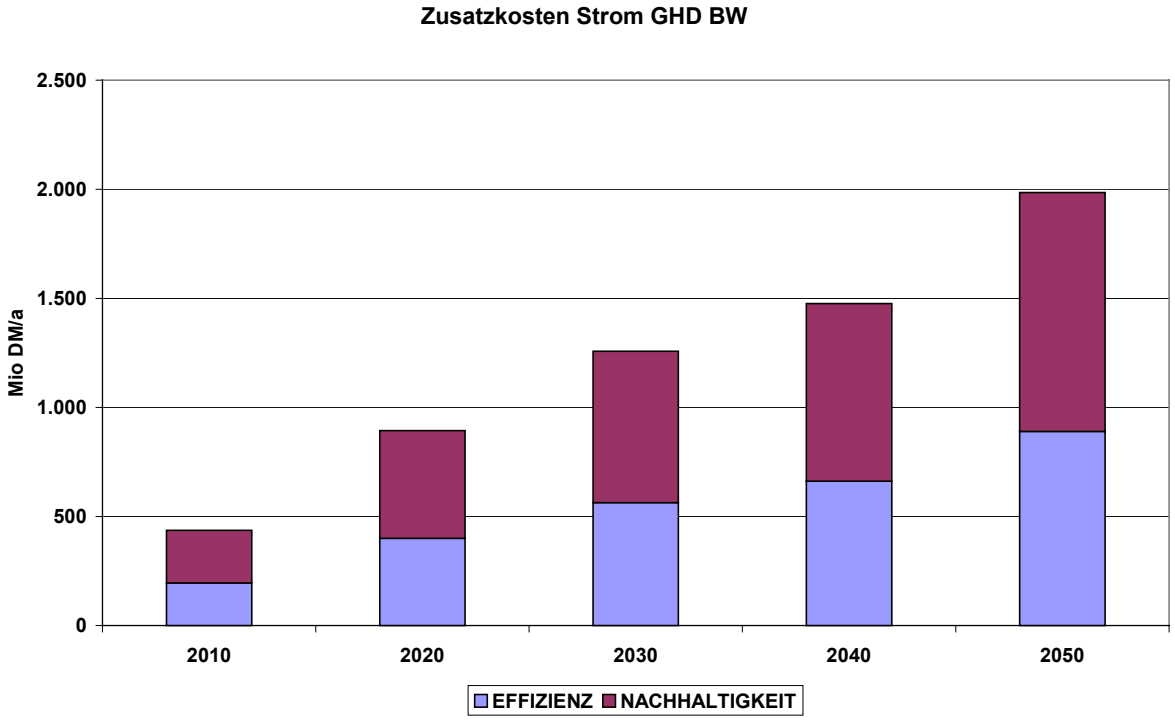


Abbildung 3.6: Jährliche Brutto-Zusatzkosten für die effizientere Stromnutzung im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen in Baden-Württemberg in den Szenarien EFFIZIENZ und NACHHALTIGKEIT

3.5.2.3 Strombedarf im Verarbeitenden Gewerbe

Das Verarbeitende Gewerbe (Industrie) wurde in 11 Branchen untergliedert. Die Entwicklung des Strombedarfs wird neben den technologischen Effizienzverbesserungen wesentlich bestimmt vom Wirtschaftswachstum der Industrie insgesamt, aber auch von dem unterschiedlichen Wachstum verschieden stromintensiver Branchen innerhalb der Industrie sowie den Möglichkeiten einer Substitution zwischen Brennstoffen und Strom. Aufgrund der Vielzahl von branchenspezifischen Techniken wurde für diese Studie auf laufende Untersuchungen zur Aktualisierung und Erweiterung des Analysezeitraums bis 2030 des IKARUS (Instrumente für Klimagasreduktionsstrategien) –Teilprojektes „Industrie“ zurückgegriffen [IKARUS-Datenbank 2002], auf die Industriestruktur von Baden-Württemberg übertragen und bis 2050 fortgeschrieben.

Der Strombedarf in diesem Sektor wird im Szenario TREND in Baden-Württemberg bis 2050 von 88 PJ/a im Jahre 1999 auf etwa 106 PJ/a im Jahre 2030 ansteigen und dann langsam auf 98 PJ/a (plus 11 % gegenüber 1999) zurückgehen (**Abbildung 3.7**), während die Bruttowertschöpfung der Industrie um 75 % ansteigt. Hierzu trägt das unterproportionale Wachstum der stromintensiven Papierindustrie und das überproportionale Wachstum der weniger

stromintensiven Branchen Maschinenbau und Elektrotechnik ebenso bei wie die autonome Effizienzverbesserung bei den Stromanwendungen. Im maßnahmenintensiven Szenario NACHHALTIGKEIT kann die Industrie in Baden-Württemberg gegenüber der Trendentwicklung 22 % Strom einsparen und kommt im Jahr 2050 auf insgesamt 77 PJ/a, also 12 % weniger als heute. Absolut die größten Beiträge würden hierbei der Fahrzeugbau mit 2,3 PJ/a und die Papierindustrie und die Chemische Industrie mit je 2 PJ/a stellen, während spezifisch die größten Beiträge von der Elektrotechnik und der Chemischen Industrie mit je 23 % zu erwarten sind.

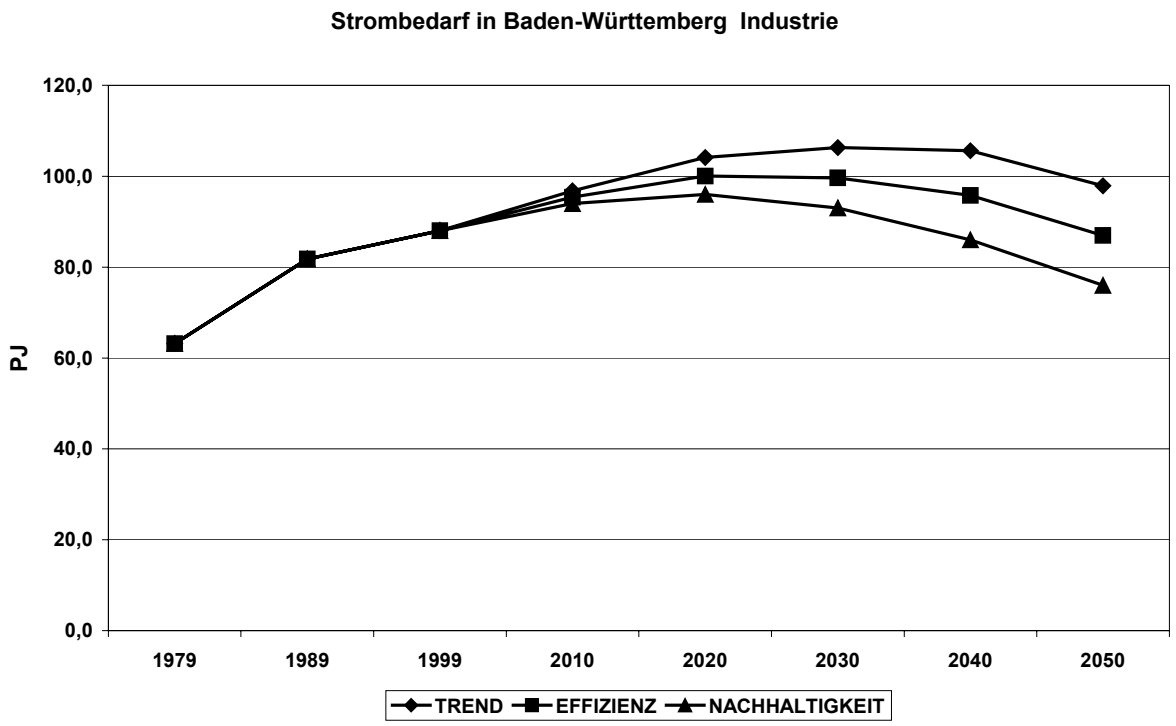


Abbildung 3.7: Entwicklung des Strombedarfs im Verarbeitenden Gewerbe (Industrie) in Baden-Württemberg

Die Brutto-Zusatzkosten für die effizientere Stromnutzung in der Industrie beginnt im Szenario EFFIZIENZ im Jahr 2010 sehr moderat mit knapp 50 Mio. DM/a und steigt dann bis auf etwas über 500 Mio. DM/a an (**Abbildung 3.8**). Die Netto-Zusatzkosten sind mit etwa 5 Mio. DM/a in 2010 und steigend auf etwas über 50 Mio. DM/a in 2050 sehr gering. Für weitere rund 60 Mio. DM/a (brutto) ließe sich im Jahr 2010 das Szenario NACHHALTIGKEIT beim Strombedarf der Industrie in Baden-Württemberg realisieren, 2050 sind es brutto knapp 700 Mio. DM/a zusätzlich, insgesamt somit rund 1,2 Mrd. DM brutto. Die Nettozusatzkosten belaufen sich dann auf rund 250 Mio. DM/a.

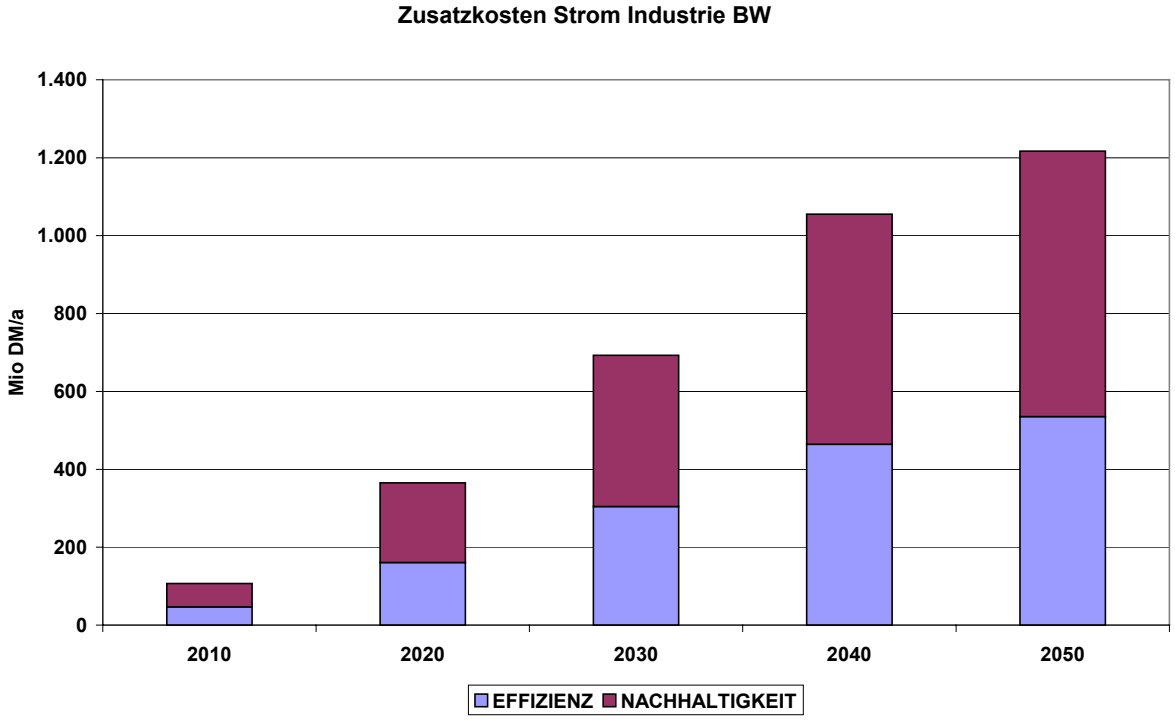


Abbildung 3.8: Jährliche Brutto-Zusatzkosten für die effizientere Stromnutzung im Verarbeitenden Gewerbe in Baden-Württemberg in den Szenarien EFFIZIENZ und NACHHALTIGKEIT

3.5.3 Zukünftiger Wärmebedarf

3.5.3.1 Wärmebedarf der privaten Haushalte

Zur Abschätzung der Entwicklung des **Raumwärmebedarfs** im Bereich private Haushalte wurden die entsprechenden Gebäudeflächen Baden-Württembergs in die fünf Gebäudetypen Ein-, Zweifamilienhäuser sowie kleine, mittelgroße und große Mehrfamilienhäuser unterteilt und diese wiederum in die drei Baualtersklassen „vor 1986“, „1987 bis 1999“ und „nach 2000 errichtet“ unterteilt. Unter Verwendung einer Abrissrate und einer Rate für die energetische Sanierung sowie einer Neubaurate entsprechend der durch die demographische Entwicklung beeinflussten Änderung der Wohnfläche wurden die Flächen für die betrachteten Jahre nochmals in sanierte und nichtsanierte Flächen unterschieden. Diesen Flächen wurden spezifische Energieverbräuche zugeordnet, wie sie typisch für Gebäude der jeweiligen Klasse in Deutschland sind. Im Szenario TREND wurde eine Sanierungsrate von rund 1 %/a unterstellt, während im Szenario NACHHALTIGKEIT mit einer teilweise mehr als doppelt so hohen energetischen Sanierungsrate gerechnet wurde, wobei die Sanierungen je nach Gebäudetyp erst 20 bis 30 Jahre nach der Errichtung des Gebäudes beginnen und entsprechend vor Ablauf der Nutzungsdauer nicht mehr saniert wird.

Auch bei der bei der Sanierung erzielten Energieeinsparung wurden Unterschiede in den Szenarien angenommen: So wird im Altbestand im Szenario TREND eine Energieeinsparung pro Sanierungsfall in Höhe von 30 bis 40 % unterstellt, im Szenario NACHHALTIGKEIT dagegen in Höhe von 40 bis 60 %. Für die Neubauten wird in Anlehnung an die neue Wärmeschutzverordnung ein spezifischer Wärmebedarf in Höhe von 85 kWh/m²/a unterstellt, der

bis 2050 nur moderat auf 65 kWh/m²/a sinkt. Beim Szenario NACHHALTIGKEIT wurde für die Neubauten unterstellt, dass hier ab dem Basisjahr bereits 70 kWh/m²/a erreicht werden, die ab 2010 auf 50 kWh/m²/a und ab 2020 auf 40 kWh/m²/a gesenkt werden. Dieser Wert ist noch als konservativ anzusehen, da spezifische Wärmeverbräuche von 20 kWh/m²/a im Jahr 2050 durchaus auch vorstellbar erscheinen. Damit sinkt der spezifische Raumwärmebedarf, gemittelt über alle privat genutzten Wohngebäude in Baden-Württemberg von 146 kWh/m²/a im Jahre 2000 im Szenario TREND um rund 35 % auf 94 kWh/m²/a und im Szenario NACHHALTIGKEIT um rund 58 % auf 61 kWh/m²/a. Aufgrund der Wohnflächenentwicklung reduziert sich der absolute Nutzwärmebedarf für Heizwärme von 205 PJ/a im Szenario TREND um 20 % auf 164 PJ/a im Jahre 2050 und im Szenario NACHHALTIGKEIT auf rund die Hälfte des Ausgangswertes (107 PJ/a).

Für den **Warmwasserbedarf** der Haushalte wurde über alle Jahre und alle Szenarien ein Wert in Höhe von 666 kWh/a/Person und Jahr entsprechend 50 l Wasser bei einer Temperatur von 45 °C angenommen. Empirische Messungen vor 20 Jahren in mehreren hundert Haushaltungen ergaben einen Warmwasserbedarf von unter 10 l bis über 100 l Warmwasser (bezogen auf 45 °C) mit einer Häufung bei 30 l Warmwasser pro Person und Tag. Dieser Wert wurde auch noch vor 10 Jahren für die Auslegung von Warmwasseranlagen empfohlen. Angesichts von einem Warmwasserbedarf beim Duschen von 25 bis 45 l (45 °C), 10 bis 15 l beim Waschen an einem Waschtisch und 2 bis 4 l für ein Händewaschen erscheinen 50 l bei 45 °C angesichts der heutigen Hygienegewohnheiten angemessener. Es kann zwar davon ausgegangen werden, dass weitere technische Maßnahmen wie verstärkte Luftbeimischung zur Senkung des Wasserbedarfs zum Einsatz kommen werden, diese aber durch eine höhere Nachfrage nach Warmwasser wieder kompensiert werden. Auch im Szenario NACHHALTIGKEIT sollte die Energieeinsparung nicht zulasten der Hygienebedürfnisse gehen, sondern durch effizientere Umwandlungstechniken oder Solarenergie erfolgen. Da sich die Bevölkerungszahl in dem betrachten Zeitraum in Baden-Württemberg kaum ändern wird, bleibt der Nutzenergiebedarf für Warmwasser nahezu konstant bei 25 PJ/a. Damit wächst der Anteil des Warmwassers an dem Nutzenergiebedarf für Heizung und Warmwasser von rund 10 % im Jahr 1999 auf bis zu 20 % beim Szenario NACHHALTIGKEIT im Jahr 2050.

Insgesamt sinkt der (von Temperatureinflüssen bereinigte) Brennstoffbedarf der Haushalte Baden-Württembergs von 288 PJ/a im Jahr 1999 im Szenario TREND um rund 35 % auf knapp 190 PJ/a; im Szenario NACHHALTIGKEIT ist eine Abnahme um 55 % auf 130 PJ/a (**Abbildung 3.9**) möglich.

Die Brutto-Zusatzkosten für die effizientere Brennstoffnutzung bei den privaten Haushalten dürften im Szenario EFFIZIENZ im Jahr 2010 bei etwa 130 Mio. DM/a liegen, werden ihren höchsten Wert mit gut 1,4 Mrd. DM/a im Jahr 2040 erreichen und dann wieder leicht abnehmen (**Abbildung 3.10**). Werden die eingesparten Brennstoffkosten berücksichtigt, so sind 2010 nur etwa 20 Mio. DM/a zusätzlich auszugeben; bis 2040 wächst der Betrag auf etwa 230 bis 240 Mio. DM/a an. Im Szenario NACHHALTIGKEIT sind 2010 brutto knapp 300 Mio. DM/a (netto etwa 75 Mio. DM/a) und bis 2040/2050 etwa 3,1 Mrd. DM/a brutto bzw. etwa 800 Mio. DM/a netto in Baden-Württemberg für eine „nachhaltige“ Brennstoffnutzung in den privaten Haushalten zu bezahlen.

Die Ergebnisse der Kostenrechnung reagieren sensibel auf Veränderung der Rahmenbedingungen. Nachträgliche Wärmedämmung von Altbauten führt beispielsweise ab etwa 2035 zu einem Nettogewinn, wenn – wie zu erwarten – die tatsächliche Nutzungsdauer der Dämmung länger ist als die in der Wirtschaftlichkeitsrechnung angenommene Abschreibungsdauer von 25 Jahren.

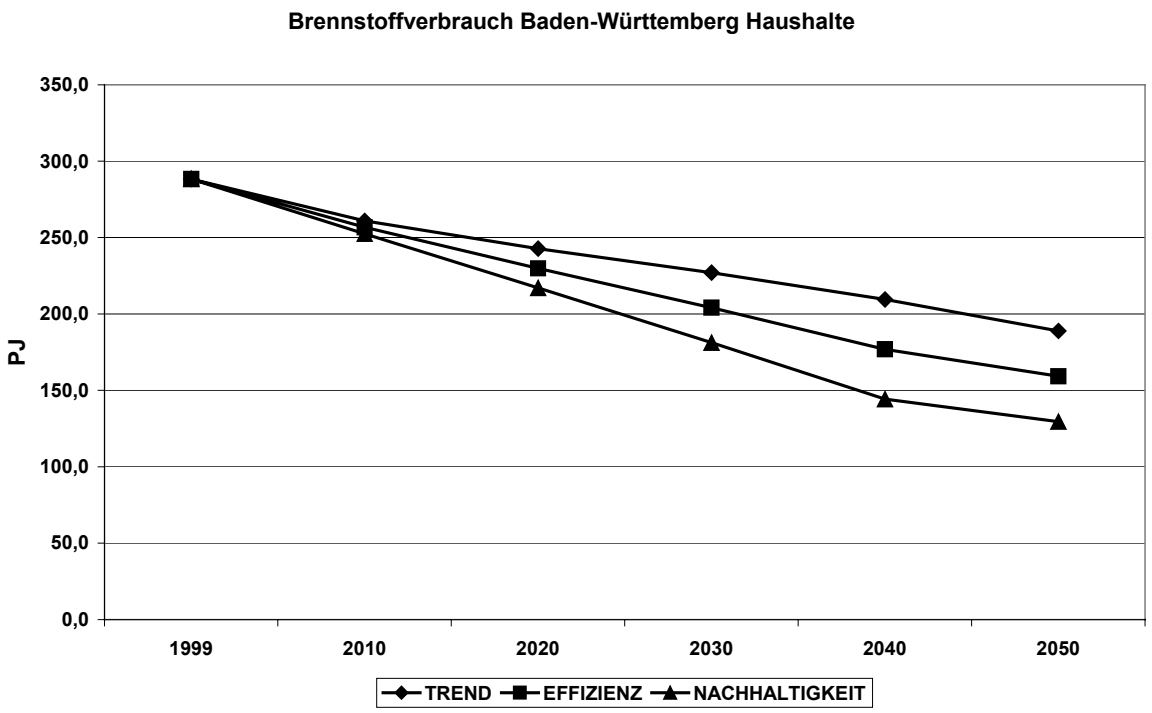


Abbildung 3.9: Entwicklung des Brennstoffbedarfs der Privathaushalte in Baden-Württemberg

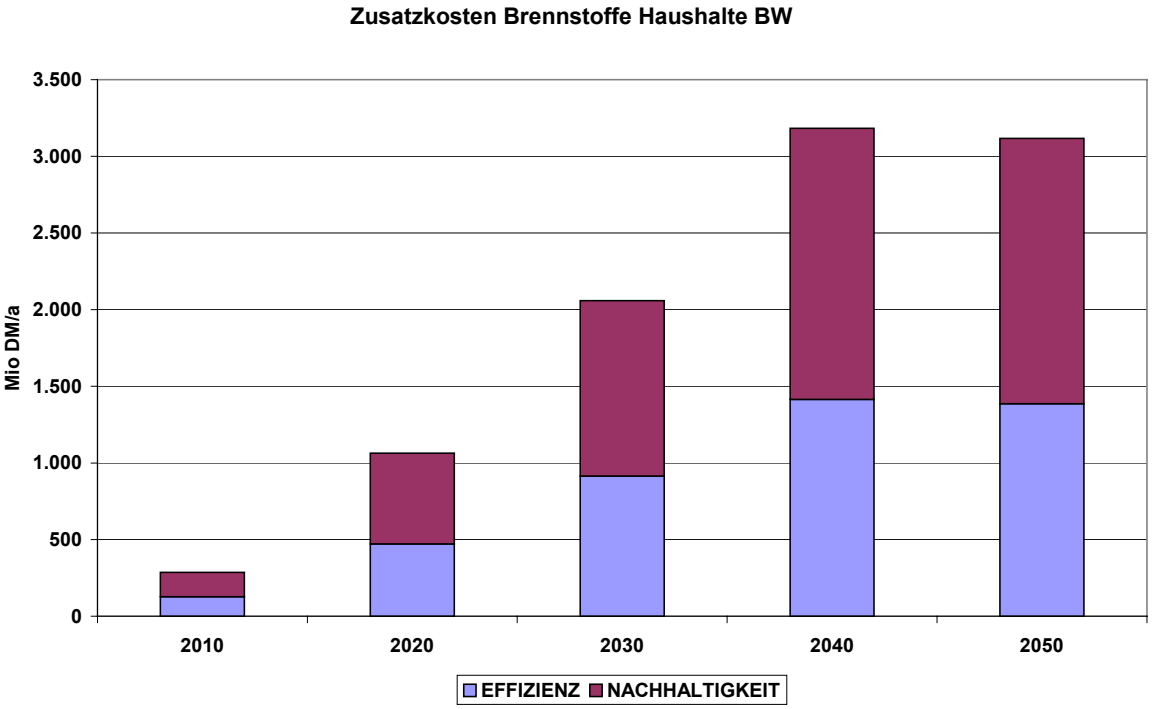


Abbildung 3.10: Jährliche Brutto-Zusatzkosten für die effizientere Brennstoffnutzung in den Privathaushalten in Baden-Württemberg in den Szenarien EFFIZIENZ und NACHHALTIGKEIT

3.5.3.2 Wärmebedarf des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

Die rund 190 Mio. m^2 beheizte Nutzfläche der Gebäude des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Baden-Württemberg des Jahres 1999 wurden für die Abschätzung der Entwicklung des **Raumwärmebedarfs** in drei Größenklassen unterteilt, für die jeweils der Bestand (Baujahr bis 1999) und Neubau (Baujahr ab 2000) separat betrachtet wurde. Zusätzlich sind ca. 8 Mio. m^2 Wohnfläche (rund 2 % der gesamten Wohnfläche) in den Gebäuden des GHD-Sektors enthalten. Im Mittel lag der spezifische Heizenergiebedarf 1999 in diesem Sektor bei 175 kWh/a/m²a. Die Rate für energetische Sanierungen beträgt im Szenario TREND rund 1 %/a, hierbei werden anfänglich 30 % Energie gegenüber dem Ausgangszustand eingespart. Dieser Wert steigt langsam im Zuge des allgemeinen technischen Fortschritts im Bereich der energetischen Altbausanierung auf rund 40 % an. Um die im Szenario NACHHALTIGKEIT angenommene Entwicklung zu erreichen, müssen die Gebäude wesentlich schneller und auch intensiver energetisch gedämmt werden. Eine Sanierungsrate von anfänglich 1,5 %/a, die nach 2010 auf 2%/a ansteigt, sowie eine energetische Verbesserung pro Sanierungsfall von rund 40 % auf etwas mehr als 60 % ansteigend erscheint im Bereich des Erreichbaren zu liegen. Bei den Neubauten sinkt der spezifische Heizenergiebedarf von rund 100 kWh/m²/a bis 2050 im Szenario TREND auf 85 kWh/m²/a, während bis dahin auch Werte von etwa 55 kWh/m²/a erreichbar sein werden, wie sie im Szenario NACHHALTIGKEIT unterstellt wurden. Unter Berücksichtigung der Abriss- und Neubaurate wird der spezifische Heizenergiebedarf im GHD-Sektor in Baden-Württemberg von 175 kWh/m²/a im Szenario TREND um etwa 45 % auf knapp 100 kWh/m²/a und im Szenario NACHHALTIGKEIT um über 60 % auf 65 kWh/m²/a abnehmen. Damit sinkt der gesamte Nutzwärmebedarf dieses Sektors für Heizzwecke von 124 PJ/a im Jahr 1999 bis zum Jahr 2050 im Szenario TREND auf 72 PJ/a und im Szenario NACHHALTIGKEIT auf 47 PJ/a.

Der **Warmwasserbedarf** im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen ist sehr heterogen. Er reicht von sehr hohen Werten, z.B. für Krankenhäuser (200 l bei 60 °C pro Bettplatz), Frisörbetriebe (120 l/Tag und Arbeitsplatz), Hotels (100 l/Übernachtung), Hallenbäder (40 l/Besucher; jeweils bezogen auf 60 °C) bis hin zu den vielen Verwaltungsgebäuden, wo nur sehr wenige Liter Warmwasser zum Händewaschen und Ausspülen der Kaffeetassen benötigt werden. Insgesamt ergeben sich für den Nutzenergiebedarf für Warmwasser in Baden-Württemberg im Jahr 1999 rund 7,1 PJ/a, was einem Anteil am gesamten Nutzenergiebedarf des Sektors für Heizung und Warmwasser von 5 % entspricht. Bis 2050 bleibt der Nutzenergiebedarf für Warmwasser nahezu konstant (7,3 PJ/a). Wie im Bereich der Privathaushalte wird auch in diesem Sektor unterstellt, das beim Warmwasser keine signifikanten Einsparungen oder Mehrverbräuche stattfinden. Allerdings verschiebt sich auch hier die Bedeutung des Warmwassers am gesamten Energiebedarf für Heizung und Warmwasser, im Szenario NACHHALTIGKEIT auf bis zu 13 %.

Insgesamt halbiert sich der Brennstoffbedarf im Sektor Handel, Gewerbe, Dienstleistungen in Baden-Württemberg von 151 PJ (temperaturbereinigt) im Jahr 1999 im TREND-Szenario bis 2050 auf 75 PJ/a. Im Szenario NACHHALTIGKEIT erscheint sogar ein Reduktion des Brennstoffbedarfs dieses Sektors um fast 70 % auf 47 PJ erreichbar (**Abbildung 3.11**).

Abbildung 3.12 zeigt die zu erwartende Entwicklung der Brutto-Zusatzkosten für die beiden Szenarien: von etwa 90 Mio. DM/a bzw. 200 Mio. DM/a im Jahre 2010 steigen sie auf knapp 600 Mio. DM/a bzw. 1,3 Mrd. DM/a bis zum Jahr 2040 an und sinken dann wieder leicht auf rund 550 Mio. DM/a bzw. 1,25 Mrd. DM/a (genannt jeweils zuerst EFFIZIENZ und dann NACHHALTIGKEIT). Unter Berücksichtigung der eingesparten Brennstoffkosten müssen nur 20 Mio. DM/a bzw. 60 Mio. DM/a an Zusatzkosten im Jahr 2010 aufgewendet werden. Dieser Betrag steigt bis 2040 auf rund 130 Mio. DM/a bzw. 400 Mio. DM/a und bleibt dann nahezu konstant bei leicht abnehmender Tendenz.

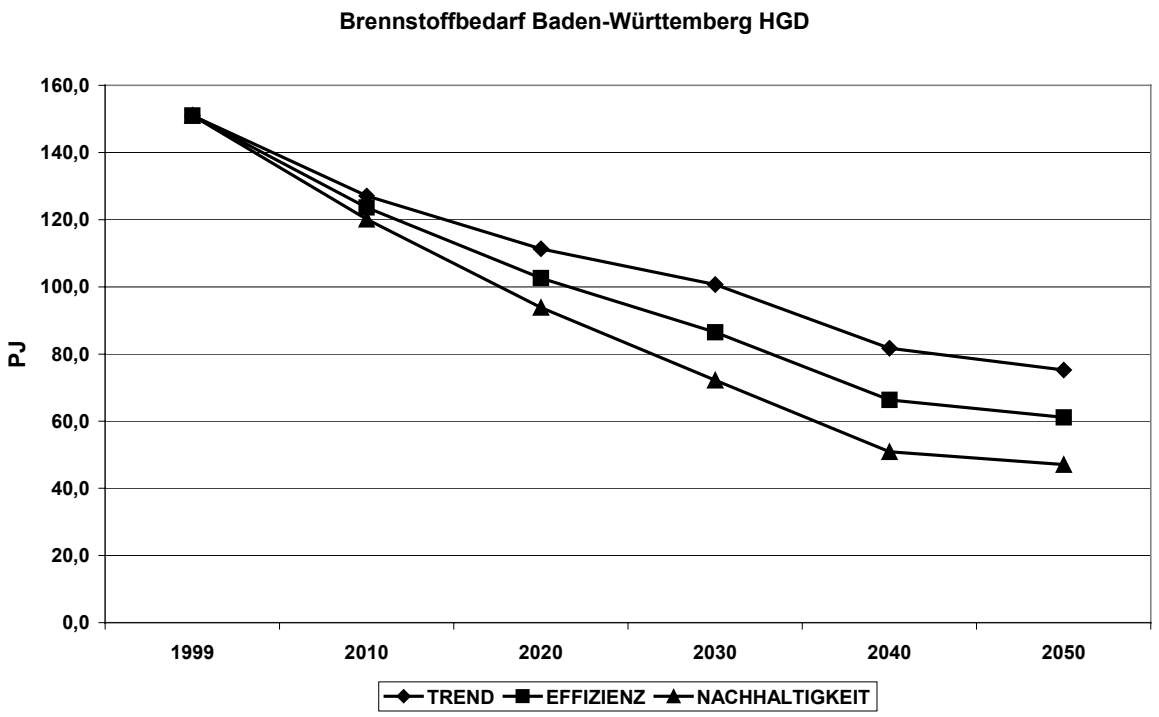


Abbildung 3.11: Entwicklung des Brennstoffbedarfs im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen in Baden-Württemberg

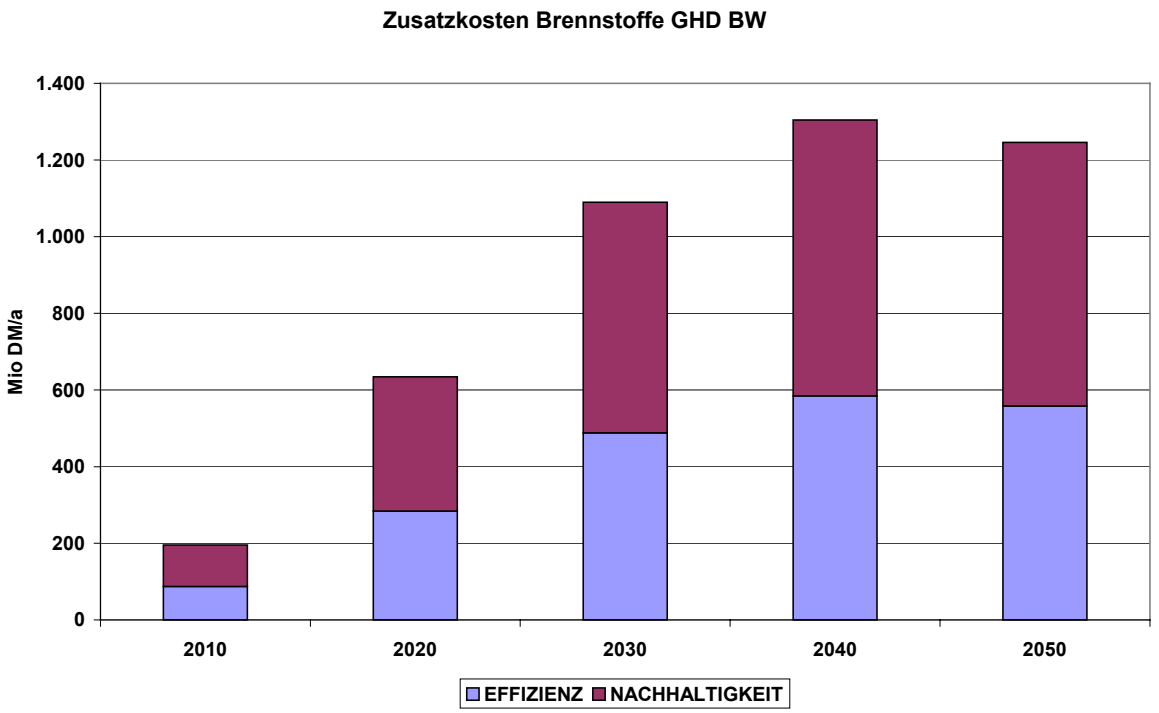


Abbildung 3.12: Jährliche Brutto-Zusatzkosten für die effizientere Brennstoffnutzung im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen in Baden-Württemberg in den Szenarien EFFIZIENZ und NACHHALTIGKEIT

3.5.3.3 Wärmebedarf des Verarbeitenden Gewerbes

Der Industriesektor (Verarbeitendes Gewerbe) hatte 1999 in Baden-Württemberg mit 122 PJ/a einen Anteil von knapp 14 % am gesamten Brennstoffverbrauch (einschließlich Fernwärme) im Nachfragesektor dieses Landes und liegt damit deutlich unter dem Anteil der Industrie in Deutschland (25 %). Dies liegt an der anderen Industriestruktur in Baden-Württemberg. Hier sind die größten Brennstoffverbraucher die Steine- und Erdenindustrie mit 18 PJ/a, gefolgt von der Papierindustrie mit 15 PJ/a sowie der Chemischen Industrie mit 11 PJ/a und der Nahrungs- und Genussmittelindustrie mit 10 PJ/a. An fünfter und sechster Stelle folgen der Fahrzeugbau (9 PJ/a) und der Maschinenbau (8,5 PJ/a).

Für die Branchen wurden die Daten der [IKARUS-Datenbank 2002] und weiterer Studien ausgewertet. In Verbindung mit der wirtschaftlichen Entwicklung in den einzelnen Branchen ergibt sich im Szenario TREND für Baden-Württemberg eine leichte Abnahme des absoluten Brennstoffbedarfs um 0,3 %/a auf 105 PJ/a. Durch die vielfältigen Möglichkeiten zur Energieeinsparung auch im diesem Bereich erscheinen rund 22 % der Brennstoffe bis 2050 einsparbar, so dass im Szenario NACHHALTIGKEIT der entsprechende Wert bei 82 PJ/a liegt (**Abbildung 3.13**).

In der Industrie wird das EFFIZIENZ-Szenario zu Brutto-Zusatzkosten im Bereich der Brennstoffe in Höhe von knapp 20 Mio. DM/a (2010) bis über 250 Mio. DM/a (2050) führen, netto entspricht dies rund 2 Mio. DM/a (2010) bis etwa 25 Mio. DM/a (2050). Mit 40 Mio. DM/a (brutto) bzw. etwa 10 Mio. DM/a (netto) im Jahr 2010 wird das Szenario NACHHALTIGKEIT beginnen und bis auf rund 600 Mio. DM/a (brutto) bzw. 120 Mio. DM/a (netto) steigen (**Abbildung 3.14**).

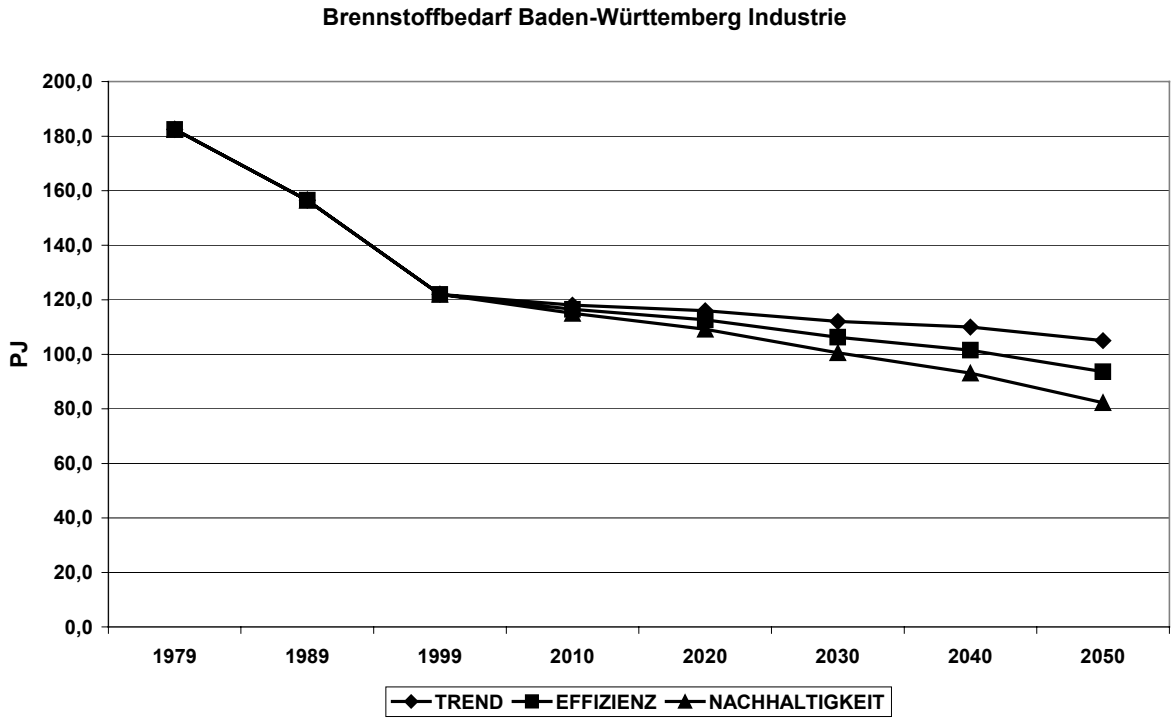


Abbildung 3.13: Entwicklung des Brennstoffbedarfs des Verarbeitenden Gewerbes (Industrie) in Baden-Württemberg

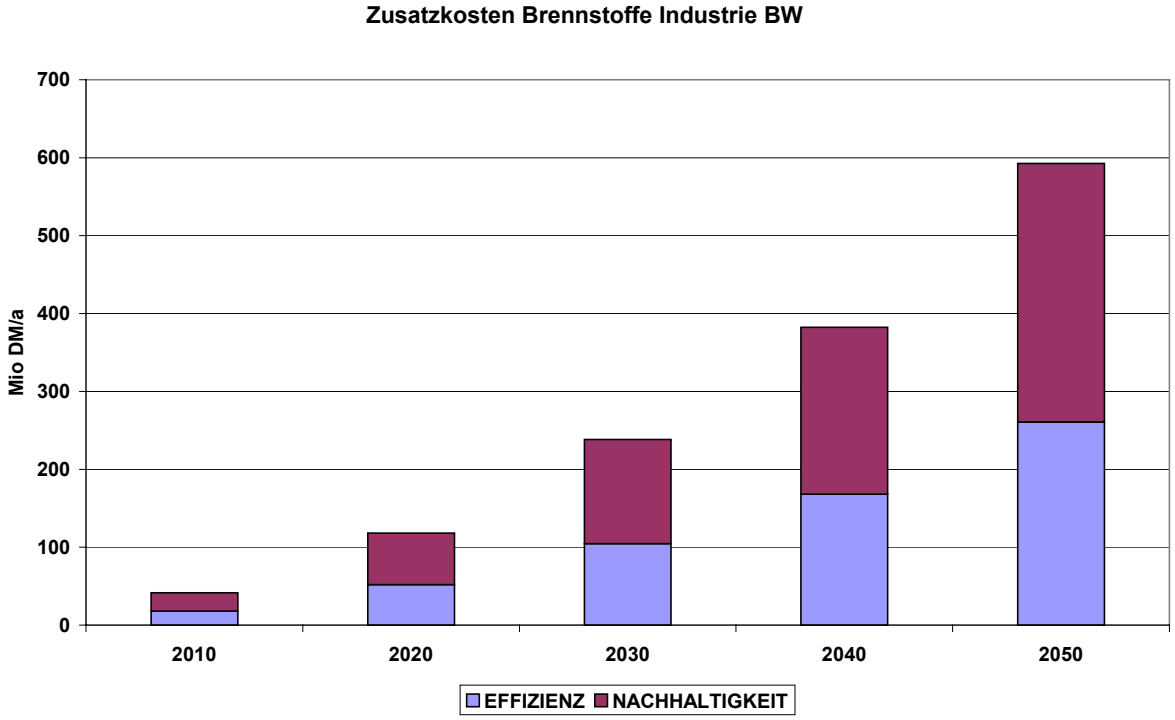


Abbildung 3.14: Jährliche Brutto-Zusatzkosten für die effizientere Brennstoffnutzung im Verarbeitenden Gewerbe in Baden-Württemberg in den Szenarien EFFIZIENZ und NACHHALTIGKEIT

3.5.4 Der Energieverbrauch des Verkehrs

Der Verkehrssektor war explizit nicht Gegenstand dieser Studie. Aufgrund seiner hohen Bedeutung für den Energieverbrauch, er ist für 30 % des Endenergieverbrauchs sowie der CO_2-Emissionen verantwortlich – und ein weiteres Wachstum ist zu erwarten – soll er hier zumindest nachrichtlich erwähnt werden. Für die einzelnen Verkehrsträger Pkw, Lkw, Bahn, Schiff und Flugzeug wurden die Entwicklungen bei der Verkehrsleistung und der spezifischen Energieverbräuche der Fahrzeuge von Deutschland auf Baden-Württemberg übertragen und fortgeschrieben. Der absolute Treibstoffbedarf der Pkw (1999 rund 175 PJ) dürfte aufgrund technischer Einsparpotenziale trotz einer steigenden Verkehrsleistung im TREND-Szenario bis 2010 stagnieren und dann bis 2050 moderat um knapp 10 % zurückgehen. Demgegenüber wird der Energiebedarf der Lkw (1999 knapp 150 PJ) in diesem Szenario bis 2010 noch deutlich um über 15 % zulegen. Erst dann wird es gelingen, den absoluten Energiebedarf der Lkw ähnlich wie bei den Pkw moderat zu senken, so dass er 2050 in etwa den Wert von 1999 wieder erreicht haben dürfte. Der Energiebedarf des Flugverkehrs wird sich trotz aller Energieeffizienzverbesserungen bis 2050 verdoppeln, jedoch auch dann nur zu rund 6 % zum Treibstoffbedarf des Sektors Verkehr beitragen. Der Treibstoffbedarf der anderen Verkehrsträger (Bahn, Schiff) ist und bleibt mit weniger als einem Prozent Anteil vernachlässigbar. Insgesamt dürfte trendmäßig der Treibstoffbedarf des Verkehrs in Baden-Württemberg von 336 PJ im Jahr 1999 nach einem Anstieg um 8 % bis zum Jahr 2010 auf 323 PJ und damit etwas unter den Ausgangswert sinken.

Bei gleichen Verkehrsleistungen wäre es aber auch möglich, den Treibstoffbedarf des Sektors Verkehr stärker zu reduzieren, wie es im Szenario NACHHALTIGKEIT für denkbar gehalten wird. Hier könnte der Energiebedarf der Pkw bis 2050 gegenüber der Trendentwicklung um rund 25 % bzw. gegenüber 1999 um rund ein Drittel gesenkt werden. Bei den

Lkw ließen sich gegenüber der Trendentwicklung etwas mehr als 20 % einsparen. In Summe könnten etwa 25 % der Treibstoffe gegenüber dem TREND eingespart werden.

Elektrizität im Verkehrs spielt sowohl hinsichtlich des gesamten Strombedarfs (in Baden-Württemberg 1999 etwa 2,5 %) als auch innerhalb des Verkehrssektors (1,8 %) eine untergeordnete Rolle. Dies wird sich auch in Zukunft nur wenig ändern. Die hier in beiden Szenarien gleich angenommene Verdoppelung der Stromnachfrage entspricht eher der Hoffnung auf eine stärkere Verlagerung des Verkehrs auf die Schiene als einer fundierten Abschätzung der möglichen Entwicklung in diesem Sektor.

3.5.5 Die Energieverbräuche der Szenarien im Überblick

Der **Endenergiebedarf** könnte in Baden-Württemberg selbst in einer relativ eingriffslosen TREND-Entwicklung bis 2050 um rund 15 % unter dem entsprechenden Wert von 1999 liegen. Diese Entwicklung würde vor allem durch den reduzierten Brennstoffbedarf getragen; der Strombedarf dürfte noch, wenn auch moderat um insgesamt 20 % oder knapp 0,4 %/a, zunehmen (**Abbildung 3.15**).

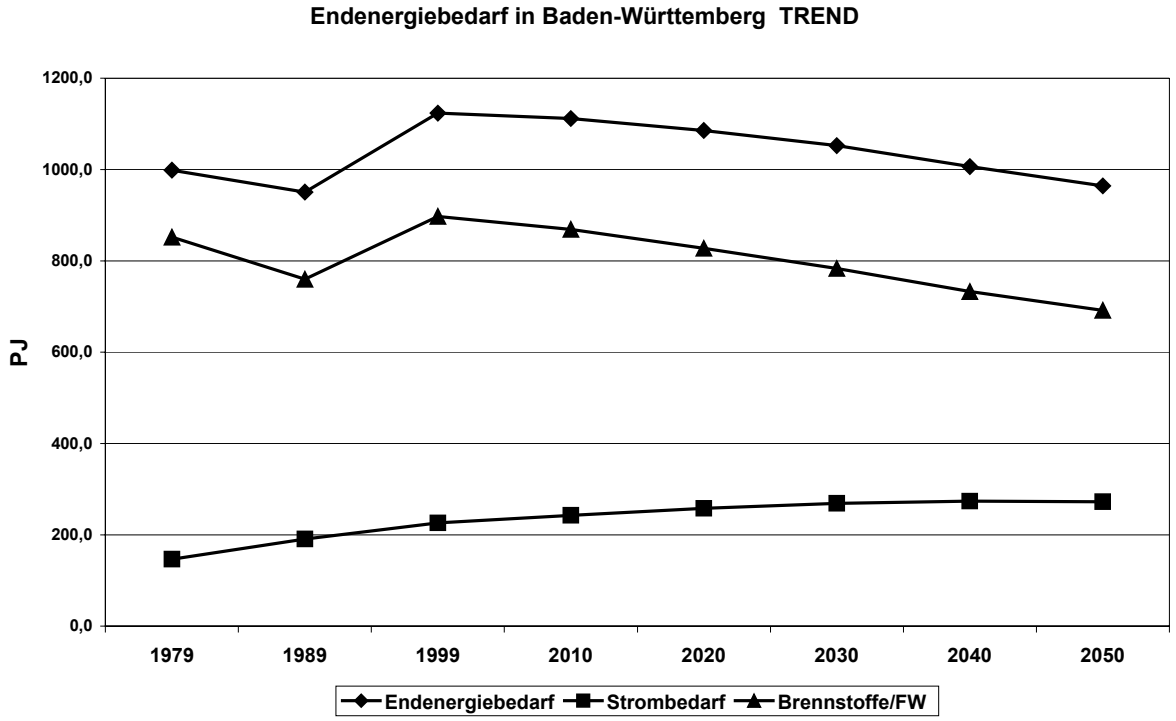


Abbildung 3.15: Entwicklung des Endenergiebedarfs, unterteilt in Strom und Brennstoffe/Fernwärme, in Baden-Württemberg zwischen 1979 und 2050 im Szenario TREND

An dieser Entwicklung sind die einzelnen Sektoren recht unterschiedlich stark beteiligt (**Abbildung 3.16**).

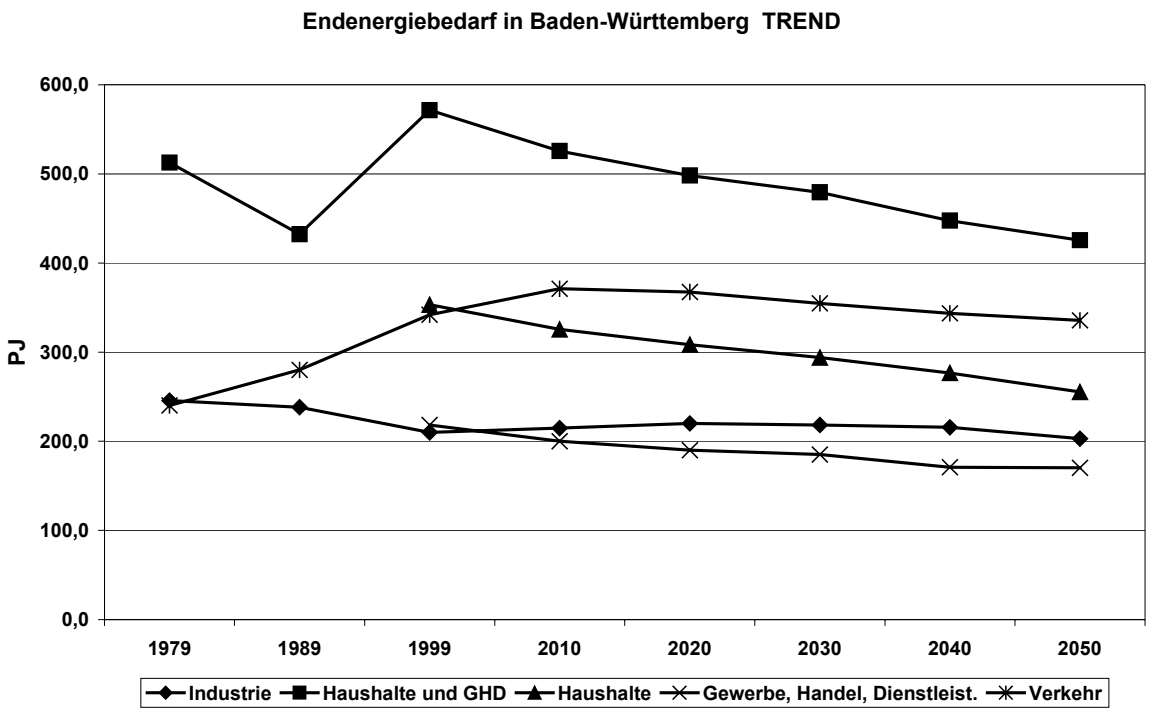


Abbildung 3.16: Entwicklung des Endenergiebedarfs der Sektoren „Haushalte", „Handel, Gewerbe, Dienstleistungen", „Industrie" sowie „Verkehr" in Baden-Württemberg zwischen 1979 und 2050 im Szenario TREND

Insbesondere der Rückgang des Energiebedarfs bei den Haushalten und, etwas eingeschränkter, beim tertiären Sektor, ist für das Gesamtergebnis verantwortlich. Die starken Ausschläge bei der Vergangenheitsentwicklung dieser zwei Sektoren liegen daran, dass im Jahr 1979 ein untypisch hoher und 1989 ein untypisch niedriger Energieverbrauch in diesen beiden Sektoren, vermutlich witterungsbedingt, vorliegt. Insgesamt wird aber für diese beiden Sektoren auch schon im TREND-Szenario ein Trendbruch ab dem Basisjahr 1999 erwartet, welcher im Sektor „Verkehr" dann relativ moderat ab 2010 eintreten dürfte. Ebenfalls wird im Sektor „Industrie" ein Trendbruch erwartet, indem der in der Vergangenheit zu beobachtende Rückgang des Endenergiebedarfs gestoppt wird.

Die Entwicklung des **Brennstoffbedarfs der einzelnen Sektoren** sieht dem Verlauf der jeweiligen Endenergie relativ ähnlich. Bei der Industrie sinkt er im TREND-Szenario ab 1999 bis 2050 nur noch sehr moderat mit durchschnittlich 0,3 %/a, während er in den vergangenen 20 Jahren mit durchschnittlich 2 %/a abgenommen hat. Aufgrund der Abhängigkeit des Heizenergiebedarfs von der Durchschnittstemperatur der Umgebung in der Heizperiode weist der Brennstoffbedarf der Sektoren „Haushalte" und „Gewerbe, Handel, Dienstleistungen" keinen stetigen Verlauf auf. Während er in den Jahren 1979 und 1999 nahezu gleich hoch war, lag er 1989 rund 25 % niedriger. Dieser Wert dürfte im temperaturbereinigten TREND-Szenario im Jahr 2030 wieder erreicht sein und dann bis 2050 relativ kontinuierlich abnehmen, im Schnitt zwischen 1999 und 2050 mit rund 1,0 %/a. Nur der Verkehrssektor, der zwischen 1979 und 1999 mit 1,8 %/a wuchs, wird auch im TREND-Szenario mit bis 2010 mit knapp 0,8 %/a weiterwachsen, ehe auch er dann moderat bis 2050 mit 0,3 %/a abnehmen könnte.

Im TREND-Szenario wird der **Strombedarf** in allen Sektoren in Baden-Württemberg weiterhin zunehmen (**Abbildung 3.17**). Der Strombedarf des größten Stromverbrauchers, der Industrie, wird bis 2020 etwa mit 0,8 %/a etwas stärker wachsen, als er es die letzten 10 Jahre mit 0,7 %/a tat und damit nur halb so stark wie zwischen 1979 und 1989. Danach wird ihr Strombedarf auf hohem Niveau die nächsten 20 Jahre verharren und erst ab 2040 sinken, um 2050 wieder den Wert von 2010 zu erreichen. In 2050 wird dann der Sektor „Gewerbe, Handel, Dienstleistungen" den Strombedarf der Industrie erreicht haben, da sich bei diesem eine Wachstumsrate von 0,7 %/a bei den getroffenen Annahmen einstellen wird. Damit wäre das starke Wachstum des Stromverbrauchs dieses Sektors gebrochen, das in den letzten Jahren bei 2,6 %/a lag. Noch deutlicher wird der Trendbruch beim Strombedarf der Haushalte gesehen: Er dürfte nahezu auf dem Niveau von 1999 verbleiben, obwohl auch er in der Vergangenheit mit 2,6 %/a gewachsen ist. Ein Blick auf die nahe Vergangenheit zeigt, dass diese Ergebnisse nicht ganz so mutig sind wie sie bisher aussehen: so stieg der Stromverbrauch der Haushalte zwischen 1993 und 1999 nur noch um 1 %/a. Allerdings hat der Sektor GHD, der zwischen 1996 und 1998 einen nahezu konstanten Stromverbrauch hatte, 1999 einen Sprung um 12 % getan. Hierhinter steckt vermutlich ein statistisches Problem. Der Strombedarf des Verkehrssektors nimmt entsprechend der Setzung ab 1999 bis 2050 mit rund 1,5 %/a zu, was nahezu doppelt so viel ist wie in den letzten 20 Jahre, aber er wird für die Stromnachfrage weiterhin eine bescheidene Rolle spielen.

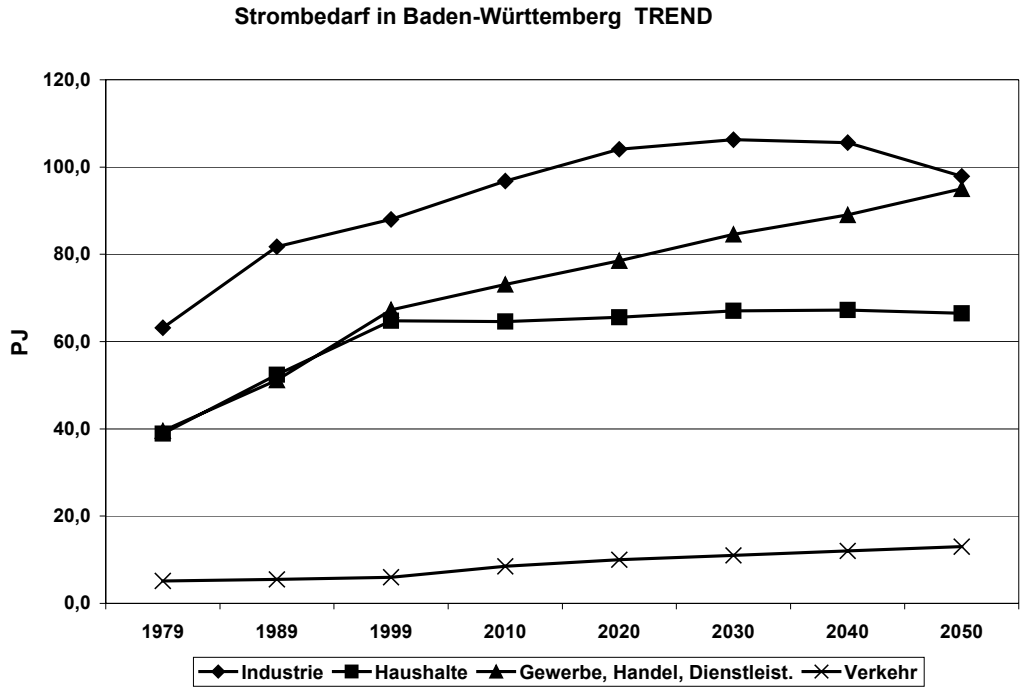


Abbildung 3.17: Entwicklung des Strombedarfs in Baden-Württemberg in den einzelnen Sektoren im Szenario TREND

Die drei Szenarien TREND, EFFIZIENZ und NACHHALTIGKEIT unterscheiden sich bei der Entwicklung des **Endenergiebedarfs** von Baden-Württemberg neben der Höhe des Energiebedarfs, wenn auch nur leicht, in ihrem Verlauf (vgl. **Abbildung 3.18**). Im TREND-Szenario bedarf es noch einiger Jahrzehnte, bis die Änderungsrate ihren maximalen Wert annimmt. Demgegenüber werden im Szenario NACHHALTIGKEIT sehr schnell die bestehenden Hemmnisse einer rationellen Energienutzung überwunden, und auch ein energiebe-

wussteres Verhalten setzt schon zu Beginn der ersten Dekade Energieeinsparpotenziale ein. Dafür sind dann gegen Ende des Betrachtungszeitraums die Gebäude in einem energetisch sehr guten Zustand, so dass hier die Einsparraten langsam wieder abnehmen. Über den gesamten Zeitraum von 50 Jahren sinkt der Endenergiebedarf der Nachfragesektoren im TREND-Szenario um 0,3 %/a, im Szenario NACHHALTIGKEIT sind es 0,9 %/a. Im Jahr 2050 werden somit in diesem Szenario über 25 % gegenüber TREND eingespart.

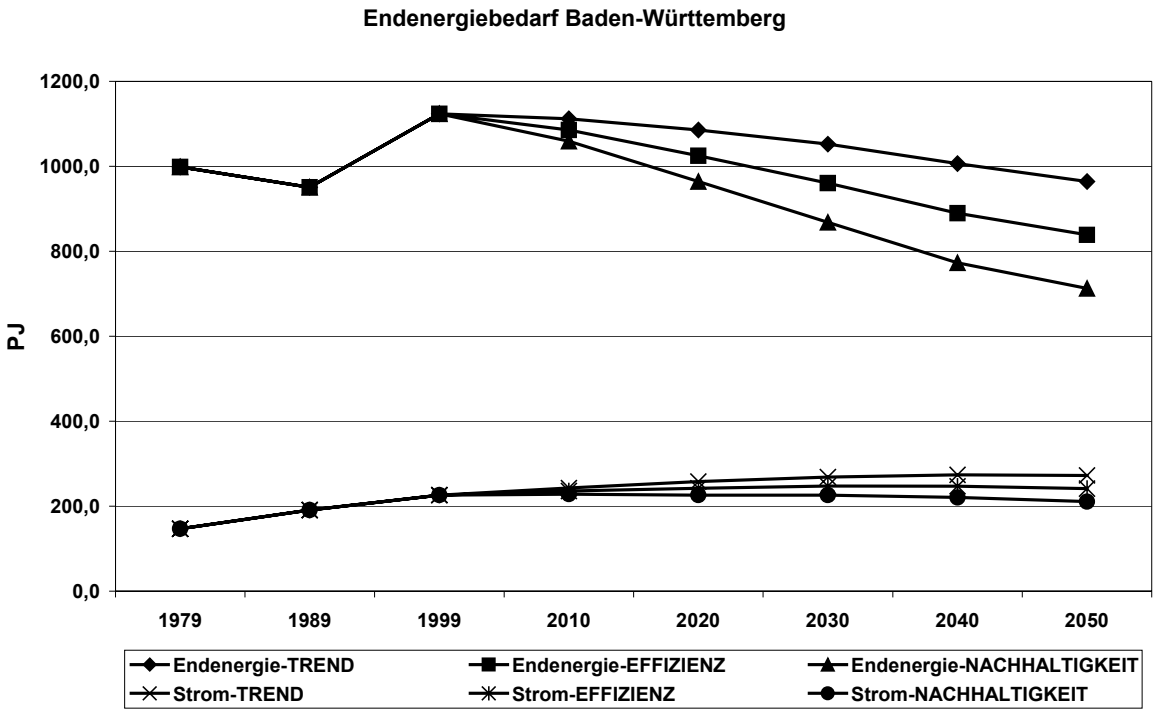


Abbildung 3.18: Entwicklung des Endenergiebedarfs in Baden-Württemberg in den drei Szenarien

Die maximalen Brutto-Zusatzkosten für die effizientere Endenergienutzung in Baden-Württemberg (ohne Verkehr) für das Szenario EFFIZIENZ steigen von rund 850 Mio. DM/a im Jahre 2010 auf ca. 5,0 Mrd. DM/a im Jahr 2050 an (**Abbildung 3.19**); unter Anrechnung der eingesparten Energiekosten reduziert sich dieser Betrag jedoch auf etwa 150 Mio. DM/a im Jahr 2010 und für das Jahr 2050 auf ca. 850 bis 900 Mio. DM/a. Für die Realisierung des Szenarios NACHHALTIGKEIT sind im Jahr 2010 insgesamt **Brutto-Zusatzkosten** in Höhe von rund 1,9 Mrd. DM zu zahlen, dieser Betrag steigt bis 2050 auf rund 11,5 Mrd. DM/a an. Aufgrund der stark verminderten Energienachfrage und der dadurch eingesparten Energiekosten reduzieren sich die **Netto-Zusatzkosten jedoch auf 500 Mio. DM/a im Jahr 2010 und auf 3,0 Mrd. DM/a im Jahr 2050.**

Abbildung 3.18 zeigt auch gut die Bedeutung des Brennstoffbedarfs (als Abstand zwischen den den Endenergiebedarf und den Strombedarf repräsentierenden Linien), lässt aber die Potenziale im Strombereich aufgrund des Maßstabes unbedeutend erscheinen. Dabei beträgt der Unterschied zwischen dem TREND- und dem NACHHALTIGKEITS-Szenario im Jahr 2050 immerhin fast 22 % (**siehe Abbildung 3.20**). Im NACHHALTIGKEITS-Szenario gelingt es ab dem Basisjahr viele der gehemmten, aber wirtschaftlichen Potenziale zu aktivieren, so dass das Wachstum des Strombedarfs stagniert und gegen Ende des Betrach-

tungszeitraums aufgrund der allgemeinen Entwicklung sogar rückläufig wird. Insgesamt sinkt der Strombedarf in diesem Szenario zwischen 1999 und 2050 um durchschnittlich 0,14 %/a, während er im TREND-Szenario noch um 0,37 %/a steigt.

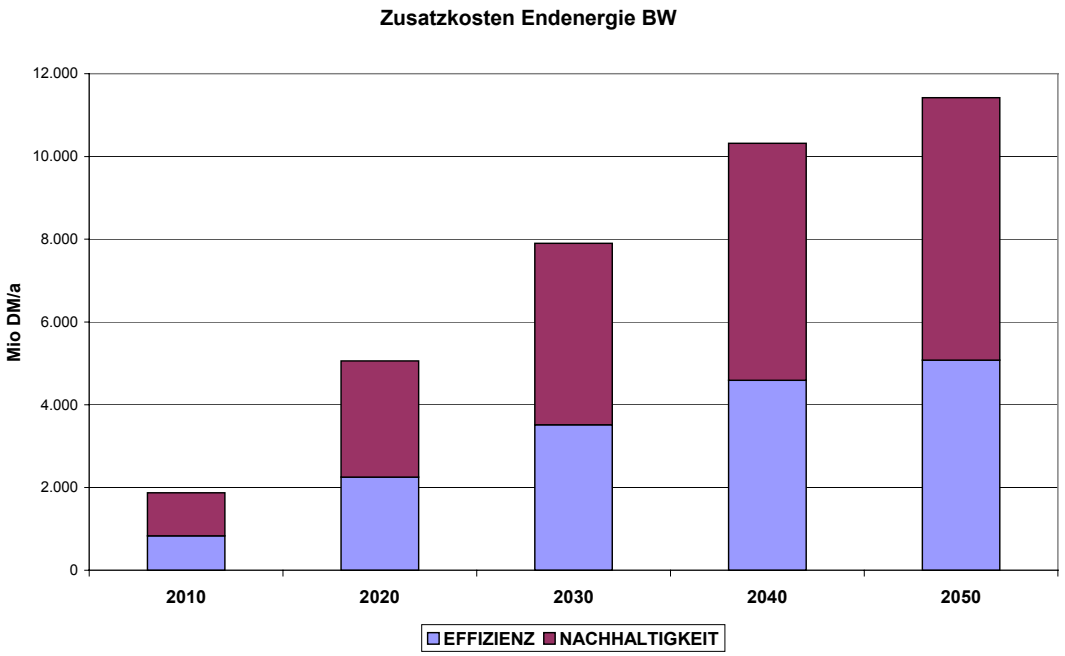


Abbildung 3.19: Jährliche Brutto-Zusatzkosten für die effizientere Endenergienutzung in Baden-Württemberg in den Szenarien EFFIZIENZ und NACHHALTIGKEIT (ohne Verkehr)

Den größten Beitrag zur Stromeinsparung liefert, absolut wie auch spezifisch mit 35 %, der Sektor Haushalte, gefolgt von der Industrie mit 22 %. Im Sektor „Gewerbe, Handel, Dienstleistungen“ werden mit 17 % die niedrigsten Potenziale gesehen. Dies liegt zum einen an der vergleichsweise niedrigen Bedeutung der Stromkosten für diesen Sektor und der damit niedrigen Beachtung, die das Thema Strom sowohl bei den Geräteherstellern als auch bei den Konsumenten dieses Sektors spielt. Darüber hinaus kommen prognostische Probleme hinzu, da aufgrund des schnellen Produktzyklus und der Dynamik bei der Generierung völlig neuartiger und noch nicht vorhersehbarer Stromanwendungen eine Abschätzung des Strombedarfs schon große Unsicherheiten in sich birgt, übertroffen nur noch von der Unsicherheit, um welchen Prozentsatz und zu welchen zusätzlichen Kosten diese unbekannten Anwendungen sparsamer betrieben werden könnten.

Für die effizientere Stromnutzung im Szenario EFFIZIENZ sind in Baden-Württemberg in den Nachfragesektoren (ohne Verkehr) im Jahr 2010 rund 600 Mio. DM/a an **Bruttozusatzkosten** aufzubringen. Dieser Betrag steigt bis zum Jahr 2050 auf knapp 3,0 Mrd. DM/a: Im Szenario NACHHALTIGKEIT belaufen sich die entsprechenden Werte auf 1,5 Mio. DM/a (2010) bzw. 6,5 Mrd. DM/a (2050). Die eingesparten Stromkosten vermindern diese Werte jedoch deutlich. Die **Nettozusatzkosten** belaufen sich im Szenario EFFIZIENZ auf 100 Mio. DM/a in 2010 und steigen auf 500 DM/a in 2050. Im Szenario NACHHALTIGKEIT lauten die entsprechenden Werte **365 Mio. DM/a (2010)** bzw. **1,7 Mrd. DM/a (2050)**. Dies sind weniger als 0,2 % des Bruttoinlandsprodukts Baden-Württemberg im Jahr 2050. Wird angenommen, dass die obere Variante der Energiepreisentwicklung eintrifft, so verringern sich die Nettozusatzkosten entsprechend.

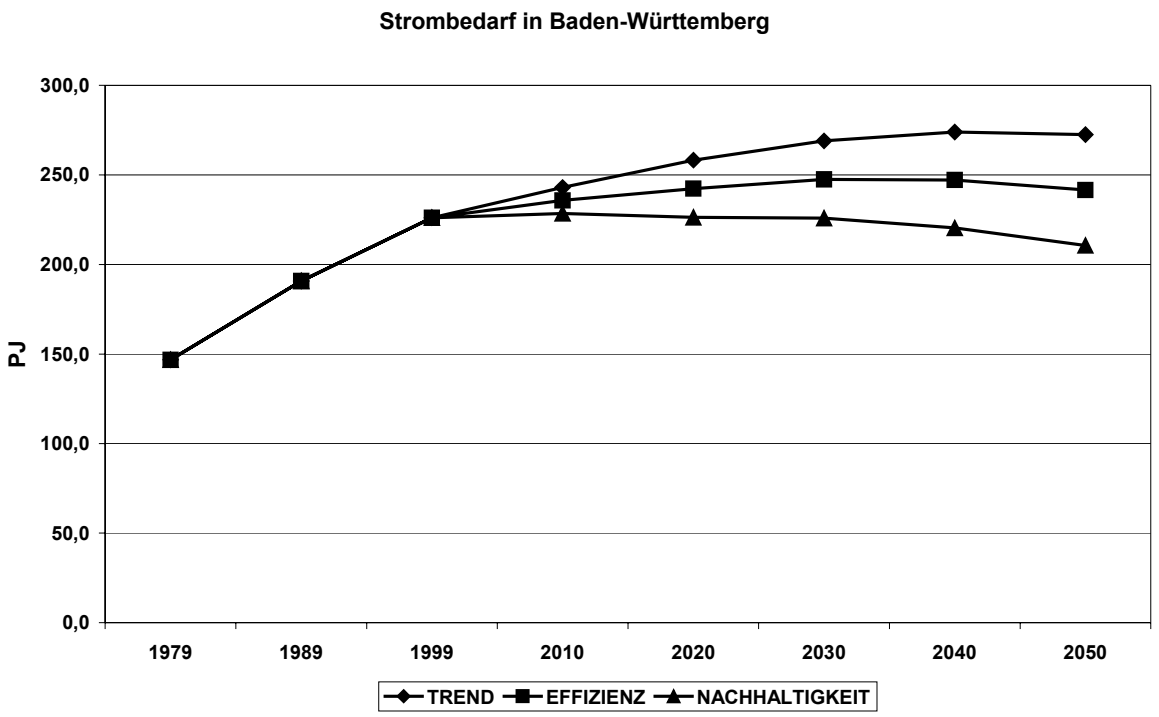


Abbildung 3.20: Entwicklung des Strombedarfs in Baden-Württemberg in den drei Szenarien

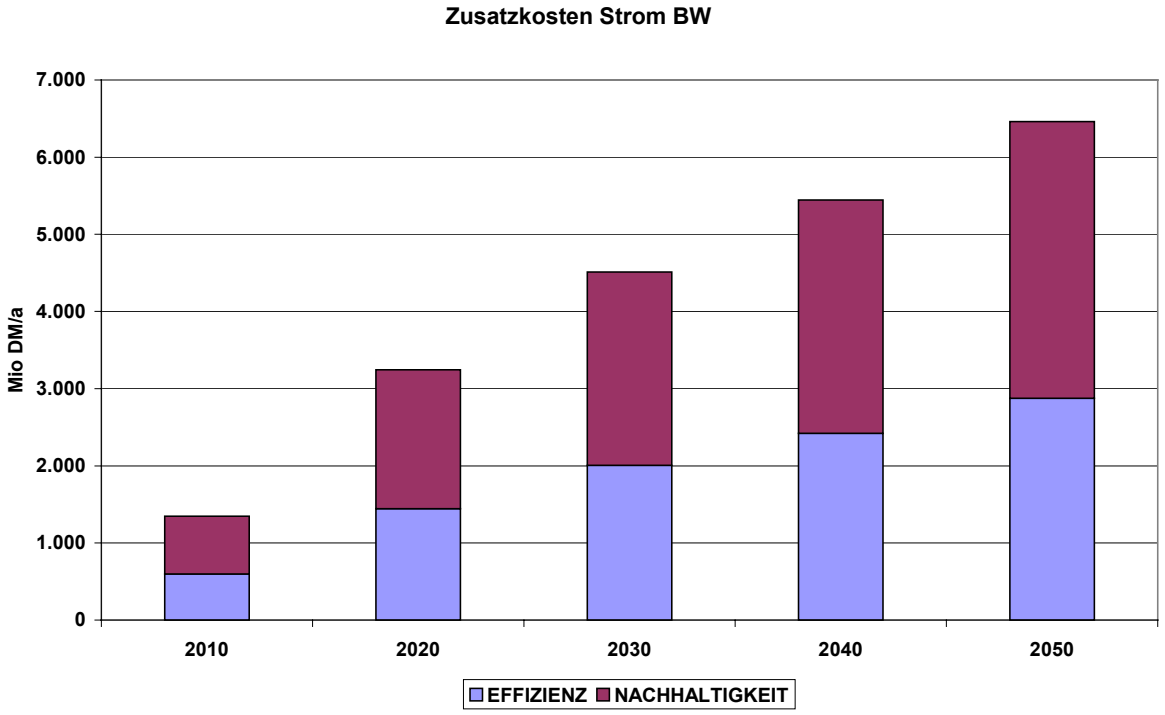


Abbildung 3.21: Jährliche Brutto-Zusatzkosten für die effizientere Stromnutzung in Baden-Württemberg in den Szenarien EFFIZIENZ und NACHHALTIGKEIT (ohne Verkehr)

Einen abschließenden Überblick über die Energieverbräuche der Szenarien geben **Tabelle 3.5**, **Tabelle 3.6** und **Tabelle 3.7** (Werte ab einschl. 1999 temperaturbereinigt).

Tabelle 3.5: Energiebedarf in Baden-Württemberg im Szenario TREND

PJ	**1979**	**1989**	**1999**	**2010**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Industrie	63,2	81,8	88,0	96,8	104,1	106,3	105,6	97,9
Haushalte	38,9	52,4	64,8	64,6	65,6	67,1	67,2	66,5
Gewerbe, Handel, Dienstleist.	39,6	51,1	67,3	73,1	78,5	84,6	89,0	95,0
Verkehr	5,1	5,5	6,0	8,5	10,0	11,0	12,0	13,0
Strom	**146,8**	**190,8**	**226,1**	**243,0**	**258,2**	**268,9**	**273,9**	**272,4**
PJ	**1979**	**1989**	**1999**	**2010**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Industrie	182,4	156,5	122,0	118,0	116,0	112,0	110,0	105,0
Haushalte und GHD	434,1	328,8	439,3	388,0	354,1	327,6	291,2	264,1
- Haushalte			288,3	261,0	242,8	227,0	209,5	188,9
- Gewerbe, Handel, Dienstleist.			151,0	127,1	111,4	100,7	81,8	75,2
Verkehr	235,2	274,7	336,0	362,7	357,4	343,8	331,4	322,7
Brennstoffe/FW	**851,8**	**760,0**	**897,3**	**868,8**	**827,5**	**783,5**	**732,7**	**691,8**
PJ	**1979**	**1989**	**1999**	**2010**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Industrie	245,6	238,3	210,0	214,8	220,1	218,3	215,6	202,9
Haushalte und GHD	512,6	432,3	571,4	525,7	498,2	479,3	447,5	425,6
- Haushalte			353,1	325,6	308,4	294,0	276,7	255,4
- Gewerbe, Handel, Dienstleist.			218,3	200,2	189,9	185,2	170,8	170,2
Verkehr	240,3	280,2	342,0	371,2	367,4	354,8	343,4	335,7
Endenergiebedarf	**998,5**	**950,8**	**1123,4**	**1111,8**	**1085,7**	**1052,4**	**1006,5**	**964,3**

Tabelle 3.6: Energiebedarf in Baden-Württemberg im Szenario EFFIZIENZ

PJ	**1979**	**1989**	**1999**	**2010**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Industrie	63,2	81,8	88,0	95,4	100,1	99,7	95,8	87,0
Haushalte	38,9	52,4	64,8	61,0	57,8	57,6	56,6	54,7
Gewerbe, Handel, Dienstleist.	39,6	51,1	67,3	70,8	74,4	79,2	82,7	86,8
Verkehr	5,1	5,5	6,0	8,5	10,0	11,0	12,0	13,0
Strom	**146,8**	**190,8**	**226,1**	**235,8**	**242,3**	**247,4**	**247,1**	**241,5**
PJ	**1979**	**1989**	**1999**	**2010**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Industrie	182,4	156,5	122,0	116,5	112,6	106,3	101,5	93,6
Haushalte und GHD	434,1	328,8	439,3	380,3	332,5	290,5	243,2	220,3
- Haushalte			288,3	256,7	229,9	204,1	176,8	159,2
- Gewerbe, Handel, Dienstleist.			151,0	123,6	102,6	86,4	66,3	61,1
Verkehr	235,2	274,7	336,0	352,8	337,6	316,1	297,8	282,9
Brennstoffe/FW	**851,8**	**760,0**	**897,3**	**849,6**	**782,7**	**713,0**	**642,5**	**596,9**
PJ	**1979**	**1989**	**1999**	**2010**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Industrie	245,6	238,3	210,0	211,9	212,6	205,9	197,3	180,6
Haushalte und GHD	512,6	432,3	571,4	512,2	464,7	427,3	382,5	361,9
- Haushalte			353,1	317,8	287,7	261,7	233,4	213,9
- Gewerbe, Handel, Dienstleist.			218,3	194,4	177,0	165,6	149,1	148,0
Verkehr	240,3	280,2	342,0	361,3	347,6	327,1	309,8	295,9
Endenergie	**998,5**	**950,8**	**1123,4**	**1085,4**	**1024,9**	**960,4**	**889,6**	**838,4**

Tabelle 3.7: Energiebedarf in Baden-Württemberg im Szenario NACHHALTIGKEIT

PJ	1979	1989	1999	2010	2020	2030	2040	2050
Industrie	63,2	81,8	88,0	94,0	96,0	93,0	86,0	76,0
Haushalte	38,9	52,4	64,8	57,5	50,0	48,1	45,9	43,0
Gewerbe, Handel, Dienstleist.	39,6	51,1	67,3	68,6	70,3	73,8	76,4	78,6
Verkehr	5,1	5,5	6,0	8,5	10,0	11,0	12,0	13,0
Strom	**146,8**	**190,8**	**226,1**	**228,5**	**226,3**	**225,9**	**220,3**	**210,6**
PJ	**1979**	**1989**	**1999**	**2010**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Industrie	182,4	156,5	122,0	115,0	109,2	100,6	93,1	82,2
Haushalte und GHD	434,1	328,8	439,3	372,6	310,9	253,4	195,1	176,6
- Haushalte			288,3	252,5	217,0	181,2	144,2	129,5
- Gewerbe, Handel, Dienstleist.			151,0	120,1	93,9	72,2	50,9	47,1
Verkehr	235,2	274,7	336,0	342,8	317,8	288,5	264,1	243,1
Brennstoffe/FW	**851,8**	**760,0**	**897,3**	**830,4**	**737,8**	**642,5**	**552,3**	**501,9**
PJ	**1979**	**1989**	**1999**	**2010**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Industrie	245,6	238,3	210,0	209,0	205,2	193,6	179,1	158,2
Haushalte und GHD	512,6	432,3	571,4	498,6	431,2	375,3	317,4	298,2
- Haushalte			353,1	310,0	267,0	229,3	190,1	172,5
- Gewerbe, Handel, Dienstleist.			218,3	188,7	164,2	146,0	127,3	125,7
Verkehr	240,3	280,2	342,0	351,3	327,8	299,5	276,1	256,1
Endenergie	**998,5**	**950,8**	**1123,4**	**1059,0**	**964,2**	**868,3**	**772,6**	**712,5**

EXKURS: Vergleich der Nachfrageseite mit der IER-Studie

Ein Vergleich der Ergebnisse dieser Studie mit denen der [IER 2001]-Studie kommt zu einer erstaunlich guten Übereinstimung in den Gesamtergebnissen. So liegt die Endenergienachfrage für Baden-Württemberg zwischen beiden „Referenzszenarien“ maximal 9 % auseinander (im Jahr 2010). Berücksichtigt man, dass IER als Basis 1997 zugrunde legte und der Wert für 1999 dort um 4 % niedriger liegt als von der Statistik ausgewiesen, liegen beide

Szenarien nur noch 5 % auseinander. Bis 2030, dem letzten Jahr der IER-Studie, beträgt der Unterschied nur noch 6 %, bei gleicher Ausgangsbasis wäre der Endenergiebedarf in der IER-Studie nur 2 % niedriger als in dieser.

Noch größer ist die Übereinstimmung bei der Einschätzung der Entwicklung des Strombedarfs: Hier liegt [IER 2001] nahezu konstant über die gemeinsamen Jahre 1998/1999 bis 2030 um rund 5 % unter dem Ergebnis dieser Studie (**Abbildung 3.22**). Berücksichtigt man auch hier den Unterschied, der durch das unterschiedliche Niveau der Basisjahre bedingt ist, so sind die beiden Einschätzungen nahezu identisch. Bei einer näheren Betrachtung ergeben sich bei den einzelnen Sektoren deutlichere Unterschiede, aber auch die sind mit maximal 8 % Abweichung (bei der Industrie im Jahr 2030) noch erstaunlich dicht beieinander (**Abbildung 3.23**).

Völlig unterschiedlich sind jedoch die Einschätzungen bei den „Stromeinsparpotenzialen“ (**Abbildung 3.24**): Hier weist IER ein „durch Politikmaßnahmen realisierbares Potenzial“ im Jahr 2030 in Höhe von 9,6 PJ entsprechend 3,7 % gegenüber den Referenzszenario aus! Demgegenüber werden in dieser Studie schon im mittleren Szenario EFFIZIENZ in dem Jahr 2030 eine Stromeinsparung von mehr als dem doppelten für wahrscheinlich gehalten. Die Annahmen von IER zum „Technischen Potenzial“ decken sich wiederum gut mit dem hier verwendeten Szenario NACHHALTIGKEIT. Die Differenz im Jahr 2010 lässt sich durch die unterschiedliche Philosophie bei der Generierung der Szenarien erklären: Während IER ein technisches Potenzial angibt, wird hier ein real mögliches Szenario abgebildet, bei dem es einige Zeit dauert, bis die eingeleiteten Maßnahmen greifen. Und hier liegt der große Unterschied zwischen den Einschätzungen in den beiden Studien: Während IER vermutlich wirklich ein „technisches“, d.h. nicht wirtschaftlich darstellbares Potenzial angibt, wird im hier beschriebenen Szenario NACHHALTIGKEIT ein, wenn auch nicht unter betriebswirtschaftlichen Kriterien wirtschaftliches, so doch zumindest volkswirtschaftlich rentables Szenario beschrieben. Die rein technisch möglichen Potenziale liegen noch um einiges darüber.

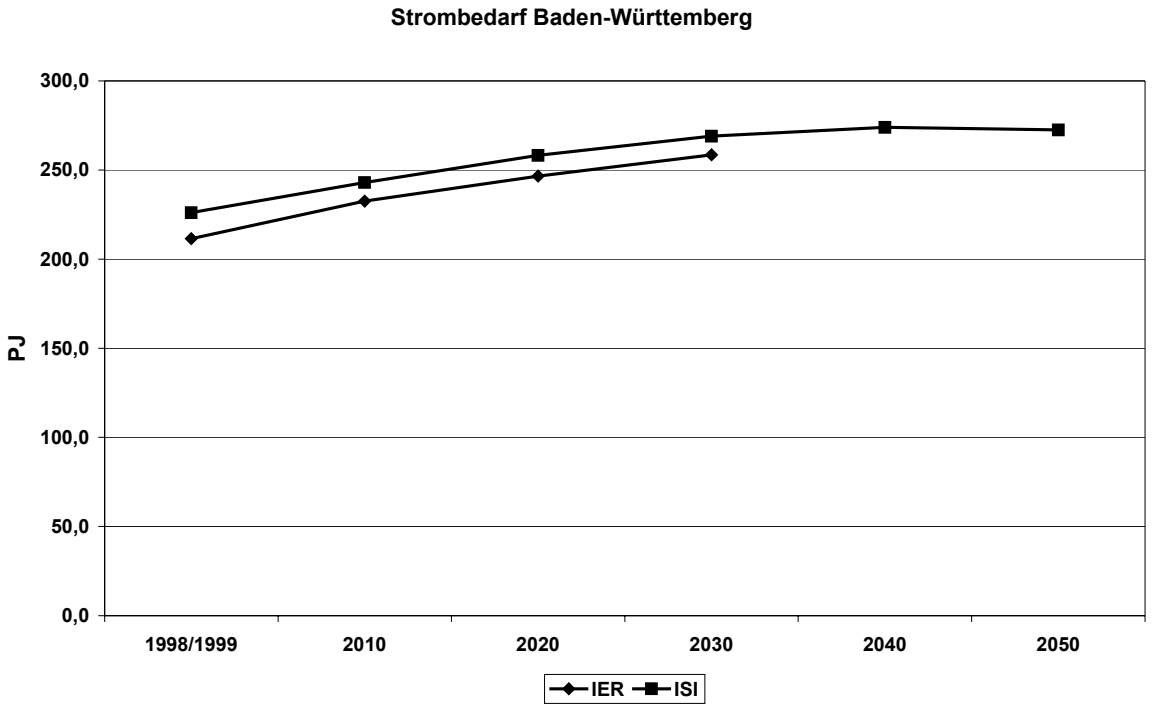


Abbildung 3.22: Vergleich der Einschätzungen zur Entwicklung des Strombedarfs der „Referenzentwicklung“ in dieser Studie und der von [IER 2001]

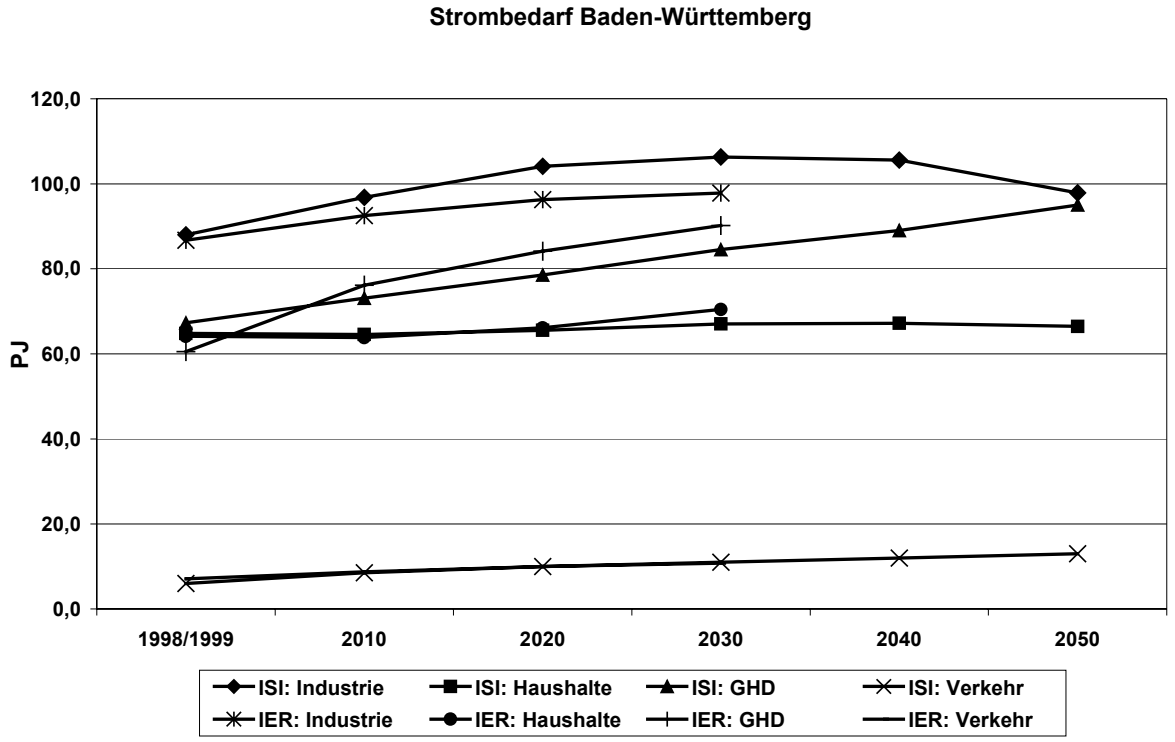


Abbildung 3.23: Vergleich der Entwicklung des Strombedarfs der einzelnen Sektoren in der „Referenzentwicklung“ dieser Studie und der des [IER 2001]

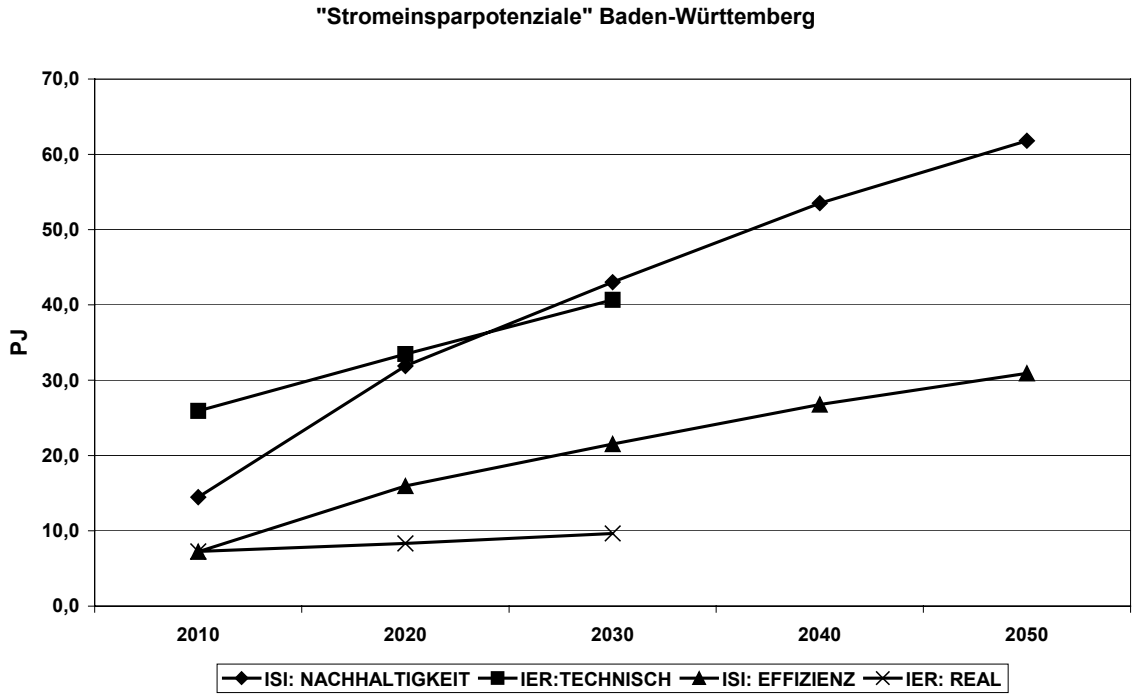


Abbildung 3.24: Vergleich der „Stromeinsparpotenziale“ dieser Studie und der von [IER 2001]

4 Struktur der Stromerzeugung in Baden-Württemberg

4.1 Gesamtstruktur

Der Stromverbrauch in Baden-Württemberg hat sich zwischen 1973 und 1999 nahezu verdoppelt und beläuft sich derzeit auf 71,3 TWh/a [Bruttostromverbrauch 1999]. Der Zuwachs ist damit deutlich höher als im Bundesdurchschnitt (vgl. Abschnitt 1.3). Strom deckt 21 % des Endenergieverbrauchs; seine Bereitstellung benötigt rund 40 % des Primärenergieeinsatzes. Der Strom stammt zu 89 % aus öffentlichen Kraft- und Heizkraftwerken, zu 5 % aus Industrieanlagen; je 3 % erbringen die Deutsche Bahn und der Nettostrombezug. Zwischen 1973 und 1989 durchlief die Strombereitstellung einen beträchtlichen Strukturwandel. Die Kernenergie steigerte ihren Anteil von 7 % (1973) auf 54 % (1989), der Nettostrombezug ging dafür von 22 % auf 6 % und der Einsatz von Erdgas und Heizöl von 36 % auf 7 % zurück. Die Steinkohle behielt im Wesentlichen ihren Anteil zwischen 27 und 29 % (**Abbildung 4.1**). In den letzten 10 Jahren hat sich dagegen die Strombereitstellungsstruktur nur noch unwesentlich verändert. Im Vergleich zur gesamtdeutschen Struktur ergeben sich wesentliche Unterschiede bei der Kernenergie (D = 30 %) und der Braunkohle (D = 29 %), die in BW nicht eingesetzt wird; kleinere Abweichungen sind bei der Wasserkraft (BW = 6,5 %; D = 3,2 %) und dem Einsatz von Erdgas (BW = 4 %; D = 9 %) zu finden. Insgesamt werden in BW 62 % des Stroms CO_2-frei erzeugt, was zu einer entsprechend geringen CO_2-Intensität von 0,25 kg/kWh$_{el}$ führt (D = 0,56 kg/kWh$_{el}$). Die CO_2-Emisisonen der Stromerzeugung (17,3 Mio. t/a in 1999 entsprechend 22,4 % der Gesamtemissionen) sind trotzdem seit 1973 tendenziell gestiegen, da der Einsatz an fossilen Energieträgern praktisch konstant blieb, aber ein Wechsel von Heizöl zu Kohle stattfand (vgl. Abbildung 4.1). Der Zuwachs an Strom aus Kernenergie konnte also etwa gerade den Verbrauchszuwachs kompensieren.

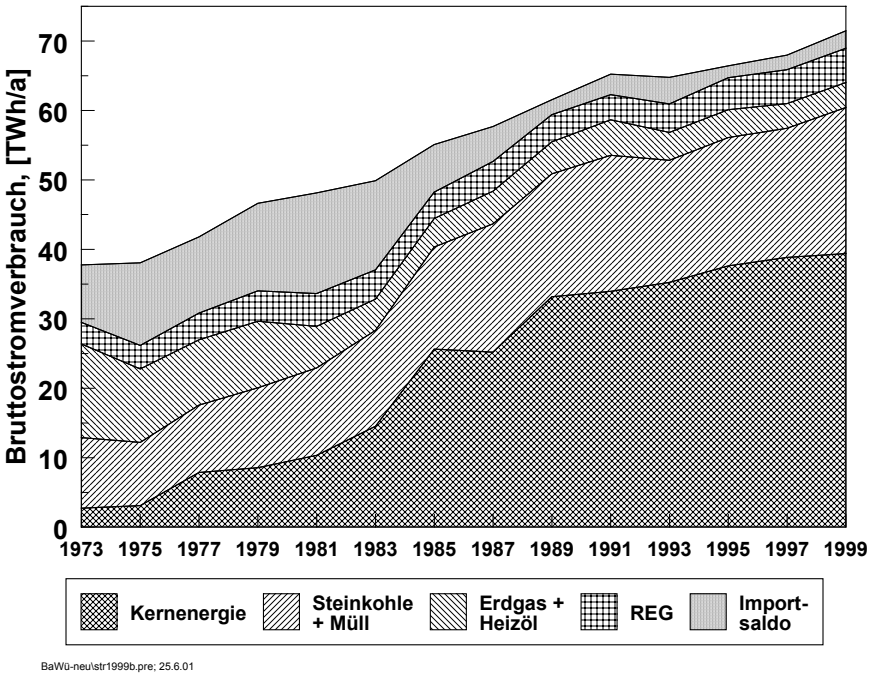


Abbildung 4.1: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs in BW nach Energieträgern und Nettostrombezug (Ausland, andere Bundesländer, Bahnstrom) seit 1973

Sehr intensiv ist der Stromaustausch mit den übrigen Bundesländern. Der Umsatz an ausgetauschtem Strom belief sich 1999 auf (jeweils Export bzw. Import) etwa 35 % des Bruttostromverbrauchs und hat im Verlauf der letzten fünf Jahre zugenommen, was auf die zunehmende Liberalisierung des Stromhandels zurückgeführt werden kann. Der resultierende Nettobezug ist dagegen mit derzeit 3 TWh/a gering. Die mit dem Ausland ausgetauschte Strommenge ist dagegen leicht zurückgegangen und beträgt derzeit 17 % des Gesamtaufkommens mit einem Saldo um Null.

Von Bedeutung für die zukünftige Entwicklung ist auch die Zuordnung nach den Bereitstellungsarten Kondensationsstrom, Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und regenerative Energien (REG), (**Abbildung 4.2**). Während der Anteil an Kondensationsstrom (einschließlich Nettostrombezug) 1989 bei 79 % lag, beträgt er derzeit 85 %. Der Anteil der KWK sank in dieser Zeit von 12,4 auf knapp 9 %, derjenige der REG (ohne Biomasse) von 8,2 % auf 6,5 %. Die KWK ist auch in absoluten Werten seit 1996 rückläufig (vgl. Abschnitt 4.3) der Beitrag der REG wächst nur sehr langsam (vgl. Abschnitt 4.4). Diese Entwicklung ist aus der Sicht des effizienten Einsatzes fossiler Ressourcen und der angestrebten Steigerung von REG unbefriedigend.

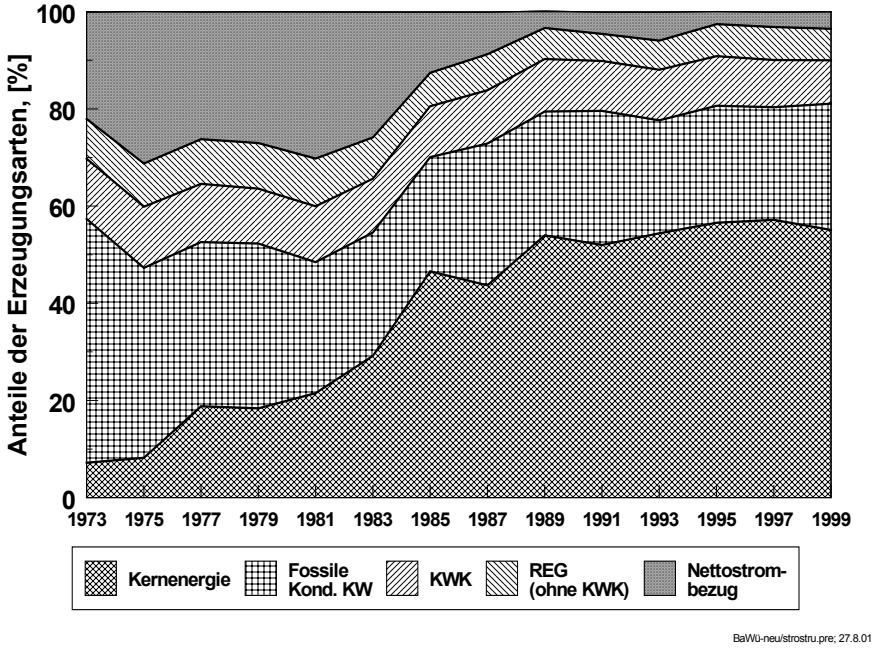


Abbildung 4.2: Anteile der Bereitstellungsarten Kondensationsstrom (nuklear, fossil), Kraft-Wärme-Kopplung und regenerative Energien am Bruttostromverbrauch in BW einschließlich Nettostrombezug seit 1973

Die Bruttoengpassleistung aller Kraftwerke in Baden-Württemberg betrug am Jahresende 1999 15,11 GW, wovon auf die fünf Kernkraftwerksblöcke 4,92 GW (**Tabelle 4.1**), auf fossile Kraftwerke 7,64 GW und auf die Wasserkraft (einschließlich Pumpspeicher) 2,55 GW entfallen. Rund 0,7 GW davon sind Industriekraftwerke. Während die Kernkraftwerke mit einer Ausnutzung von rund 8.200 h/a reine Grundlastkraftwerke sind, werden die Kohlekraftwerke (einschließlich Mischfeuerung) mit rund 4.600 h/a im Mittel- bis Grundlastbetrieb gefahren. Öl- und Gaskraftwerke dienen in BW mit 600 h/a der Spitzenlastdeckung bzw. Reservezwecken. Für die Kernkraftwerke sind in Tabelle 4.1 die aus dem Vertrag zwischen der Bundesregierung und den Kernkraftwerksbetreibern sich ergebenden Reststrommengen und das

sich daraus ergebende Betriebsende angegeben. Diese Zeitpunkte werden für die folgenden Überlegungen zugrunde gelegt. Unter der Annahme, dass es zu keiner Übertragung von Strommengen zwischen den KKWs kommt, erstreckt sich der vorgesehene Ausstieg aus der Kernenergie in BW, wo sowohl das älteste wie auch das jüngste KKW stehen, über einen Zeitraum von 20 Jahren.

Strom aus fossilen Energieträgern wird in öffentlichen Kraftwerken an 11 Standorten mit insgesamt 38 Blöcken von insgesamt 6,8 GW erzeugt. 21 davon koppeln in unterschiedlichem Ausmaß Fernwärme aus, [IER 2001, Energiebericht 2000]. Dazu kommen noch öffentliche und industrielle BHKW (reine Kondensationsanlagen sind in der Industrie selten; vgl. auch Abschnitt 4.3 hinsichtlich der KWK).

Tabelle 4.1: Technische Daten, Reststrommengen und Betriebsende der Kernkraftwerke in Baden-Württemberg [IER 2001]

		Obrigheim	Philippsburg		Neckarwestheim	
Blockbezeichnung		KWO	KKP1	KKP2	GKN1	GKN2
Kommerzielle Inbetriebnahme		1.3.69	26.3.80	18.4.85	1.12.76	15.4.89
Leistung, brutto (1998)	MW	357	926	1 424	840	1 365
Mittl. Jahresarbeit (1995-98)	GWh/a	2 622	6 641	10 822	6 046	10 433
Komm. Betriebsjahre (31.12.2000)	A	31,8	20,8	15,7	24,1	11,7
Reststrommenge ab 1.1.2000	TWh	8,7	87,1	198,6	57,4	236,0
Betriebsende [1)]		2003	2012	2018	2009	2022

1) auf der Basis der mittleren Jahresarbeit 95-98; ohne Übertragung von Strommengen zwischen den KKW

Neben den Kernkraftwerken erstreckt sich auch die Betriebsdauer der fossilen Kraftwerke über einen großen Zeitraum. Die Inbetriebnahmezeitpunkte reichen von 1949 (Stadtwerke Ulm) bis 1998 (Karlsruhe, RDK, Block 4). Entsprechend der Alterstruktur werden also im Betrachtungszeitraum bis 2050 alle heutigen Wärmekraftwerke ersetzt sein, die Kraftwerksstruktur kann also innerhalb dieses Zeitraum prinzipiell stark umgestaltet werden. Geht man – neben der vereinbarten mittleren Restlaufzeit von 32 a für die Kernkraftwerke – von einer mittleren Lebensdauer der öffentlichen fossilen Kraftwerke von 40 a, für Industriekraftwerke und BHKW von 20 a aus und unterstellt für Wasserkraftwerke eine Nutzungsdauer > 50a, so erhält man den zeitlichen Verlauf der Bruttoengpassleistung des bestehenden baden-württembergischen Kraftwerkparks entsprechend **Abbildung 4.3**. Ausgehend vom Wert des Jahres 1998 mit 15,2 GW nimmt die Kraftwerksleistung erst ab 2009 mit der Stillegung von GKN1 in deutlichem Ausmaß ab und wird bis 2022 durch Stillegung der Kernkraftwerksblöcke und den Wegfall der heute noch relativ großen Leistung älterer öl- und gasgefeuerter Anlagen geprägt. Aber auch nach 2022 sind durch Außerbetriebnahme der neueren fossilen (Kohle-) Kraftwerke weitere deutliche Leistungsrückgänge vorgegeben, 2038 ist das letzte der heutigen fossilen Kraftwerke vom Netz.

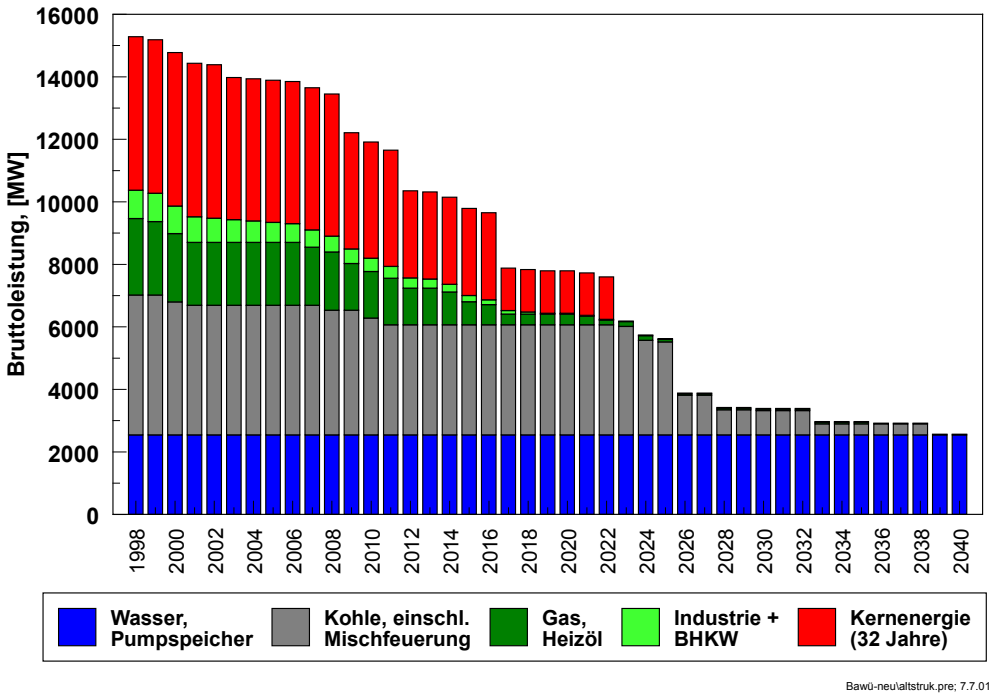


Abbildung 4.3: Zeitlicher Verlauf der Bruttoengpassleistung des bestehenden Kraftwerksparks in BW (fossile KW 40 a, BHKW, Industrie 20 a, Wasserkraft > 50a; Kernenergie entsprechend Ausstiegsvereinbarung)

Unterstellt man eine etwa gleichbleibende Ausnutzung der einzelnen Kraftwerkskategorien, so lässt sich die mit dem bestehenden Kraftwerkspark in BW in Zukunft noch bereitstellbare Strommenge abschätzen. Diese – in **Abbildung 4.4** unterschieden nach Kernenergie und übrigen Kraftwerken einschließlich der REG – kann der in Kapitel 3 ermittelten zukünftigen Stromnachfrage gegenübergestellt werden und veranschaulicht so die infolge der Kraftwerksabgänge entstehende Deckungslücke. Bis 2030 müssen 40 TWh/a Kernenergiestrom und 21 TWh/a Strom aus fossilgefeuerten Kraftwerken ersetzt werden. Der letztere Wert steigt bis zur Stillegung aller Altkraftwerke bis 2040 auf rund 26 TWh/a. Hinzu kommt der zu deckende Zuwachs, der im Szenario TREND bis 2030 zusätzliche 10 TWh/a erfordert und im Szenario EFFIZIENZ noch rund 3 TWh/a. Die gesamte Deckungslücke im Jahr 2030 beträgt somit für das Szenario TREND (EFFIZIENZ) 71 TWh/a (64 TWh/a). Ersichtlich ist u. a., dass eine deutlich effizientere Stromnutzung, wie im Szenario NACHHALTIGKEIT unterstellt, bedeutende Auswirkungen auf die im zeitlichen Ablauf neu zu errichtende Kraftwerkskapazität hat. Die durch Stromeinsparung reduzierte Deckungslücke beträgt für das Szenario NACHHALTIGKEIT im Jahr 2030 noch 58 TWh/a, ist also um 13 TWh/a geringer als im Szenario TREND. In 2050 beträgt die durch Einsparung nicht benötigte Strommenge bereits knapp 20 TWh/a im Vergleich zum Szenario TREND.

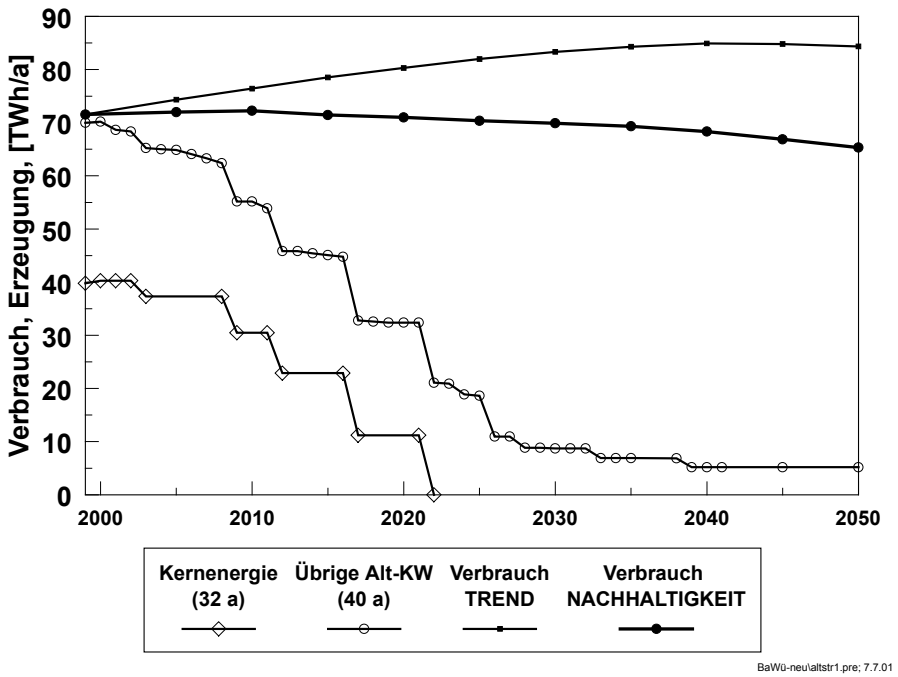


Abbildung 4.4: Gegenüberstellung der Bandbreite des zukünftigen Bruttostromverbrauchs mit der durch die bestehenden Kraftwerke in BW erzeugbaren Strommenge bei unveränderter Ausnutzung

Ersichtlich ist, dass ab 2003 größere Mengen Strom benötigt werden (Wegfall KWO). Neben den üblichen kurzfristigen Anpassungen durch Variation der Ausnutzungsdauer der bestehenden Kraftwerke kann diese Lücke bis etwa 2008 im Rahmen des liberalisierten Stromhandels vor dem Hintergrund noch bestehender Überkapazitäten durch verstärkte Bezüge aus anderen Bundesländern und dem Ausland geschlossen werden. Die Lücke wird auch durch den stetigen Zubau von BHKW und REG gemindert. Spätestens mit dem Wegfall von GKN1 im Jahre 2009 ist jedoch die Inbetriebnahme größerer Einheiten auch im Lande selbst erforderlich.

Neben der Menge bereitzustellendem Strom ist für die weitere Entwicklungen die zukünftig erforderliche Leistung zur ständigen Sicherstellung der Stromversorgung und ihr Vergleich mit der verfügbaren Leistung aus dem bestehenden Kraftwerken einschließlich der vertraglich festgelegten Liefer- und Bezugsverpflichtungen von Bedeutung. Die Nettoengpassleistung (Bruttoengpassleistung abzüglich des Kraftwerkseigenbedarfs) der öffentlichen Stromversorgung in BW betrug Ende 1998 knapp 13,2 GW ([Energiebericht 1999], [IER 2001]; für Ende 1999 standen keine Daten zur Verfügung). Die zu diesem Zeitpunkt nicht einsetzbare Leistung belief sich auf 1,7 GW[7]. Berücksichtigt man noch bestehende Lieferverpflichtungen an Energieversorger außerhalb von BW und die verfügbare Leistung aus Bezugsverträgen (wobei diese aus den Werten für 1997 abgeschätzt wurden), so standen Ende 1998 rund 12,3 GW Leistung zur Netzeinspeisung zur Verfügung. Die maximal nachgefragte Leistung – die zeitgleiche Winterhöchstlast – betrug knapp 10 GW (8.12.1998); an Reserve für unvorhergesehene Störungen, Witterungseinflüsse, überraschend wachsende Nachfrage u.ä. standen also insgesamt 2,3 GW, mithin 17% der Nettoengpassleistung, zur Verfügung. Dieser hohe Wert, zu der noch die Kaltreserve hinzukommt, weist auf die hohen

[7] Kurzfristig nicht einsetzbare Leistung aus klimatischen Gründen (Wasserkraft), Verminderung durch Wärmeauskopplung bei KWK, Anlagen in Kaltreserve

Reservekapazitäten hin, die derzeit noch in BW und generell in Deutschland und im benachbarten Ausland vorhanden sind. Aufgrund der Liberalisierung und den damit wachsenden Stromaustauschmöglichkeiten wird sich diese hohe Reservekapazität in Zukunft verringern (können). Bisher wurde die für erforderlich gehaltene Reserve von den baden-württembergischen Stromversorgern mit rund 2 GW angesetzt; in [IER 2001] wird mit einem erheblich geringeren zukünftigen Wert von 350 MW gerechnet. Da allerdings langfristig europaweit unter den Bedingungen des liberalisierten Marktes die Gefahr eines zu starken Rückgangs von Sicherheitsmargen zu befürchten ist [DIW 2001], und andererseits wachsende fluktuierende Anteile von REG eine erhöhte Flexibilität des fossilen Kraftwerksparks verlangen, wird in vorliegender Untersuchung die erforderliche Reservekapazität in BW mit 600 MW angesetzt

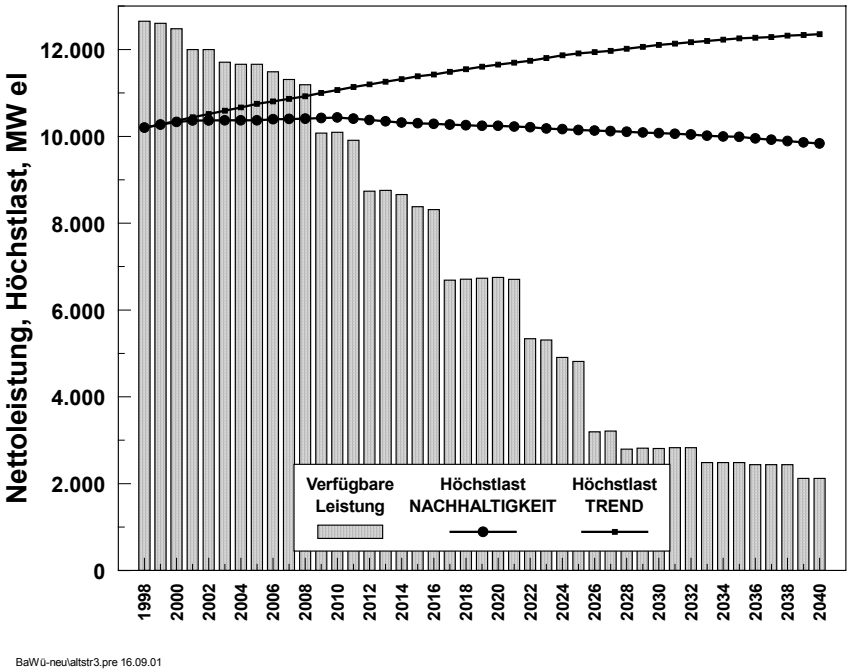


Abbildung 4.5: Zur Netzeinspeisung verfügbare Leistung der bestehenden Kraftwerke im Vergleich mit den zukünftigen Höchstlasten der Szenarien TREND und NACHHALTIGKEIT

Unter Berücksichtigung dieser Gegebenheiten ist in **Abbildung 4.5** die aus dem bestehenden Kraftwerken zukünftig zur Netzeinspeisung verfügbare Leistung der aus den Szenarien TREND und NACHHALTIGKEIT sich ergebenden Winterhöchstlast gegenübergestellt. Dabei wurde das aus Lieferverpflichtungen und Bezugsverträgen sich ergebende Leistungssaldo etwa gleichbleibend mit + 850 MW angenommen (Ende 1997 waren es 953 MW). Die auf die Höchstlast bezogenen Ausnutzungsdauer der Kraftwerke wurde unverändert gelassen. Ersichtlich ist, dass die für erforderlich gehaltene Reserveleistung von 600 MW im Szenario TREND um 2006 und im Szenario NACHHALTIGKEIT um 2008/2009 (mit dem Abschalten von GKN1) unterschritten wird, spätestens dann also Neubauten im Lande erforderlich werden, wenn der Importanteil nicht beträchtlich erweitert werden soll.

Im Szenario TREND wächst die aus der Stromverbrauchszunahme resultierende Höchstlast bis 2020 auf 11,7 GW und bis 2050 auf 12,3 GW. Im Szenario NACHHALTIGKEIT wird ein Maximum um das Jahr 2010 mit 10,4 GW erreicht. Die durch effizientere Stromnutzung erzielbare Leistungseinsparung beträgt zum Zeitpunkt der Außerbetriebnahme des letzten Kernkraftwerks im Jahre 2022 immerhin 1,5 GW – also gerade ein KKW-Block – und wächst bis 2050 auf 2,6 GW.

4.2 Volkswirtschaftliche Bedeutung der Stromerzeugung in Baden-Württemberg

4.2.1 Stromerzeugung als Teil des Wirtschaftszweiges „Elektrizitätsversorgung“

Die Elektrizitätsversorgung BW wird im folgenden auch hinsichtlich ihrer volkswirtschaftlichen Bedeutung charakterisiert. Dazu sind für den Wirtschaftszweig „Elektrizitätsversorgung“ in **Tabelle 4.2** einige ökonomische Kennziffern aufgeführt. Mit den zusätzlich aufgeführten großen Wirtschaftszweigen des Produzierenden Gewerbes, die in BW von besonderer Bedeutung sind, wird die Einordnung der Elektrizitätsversorgung ermöglicht. Der Maschinenbau und der Wirtschaftszweig „Herstellung von (H. v.) Geräten zur Elektrizitätserzeugung, -verteilung u.ä.“ enthält auch die Herstellung der wichtigsten Investitionsgüter für die Elektrizitätsversorgung. Um Besonderheiten in Baden-Württemberg zu verdeutlichen, sind die entsprechenden Werte für Deutschland angegeben.

Mit einem Bruttoproduktionswert von 161 Mrd. DM und einer Nettowertschöpfung von knapp 38 Mrd. DM gehört die Elektrizitätsversorgung zu den größeren Wirtschaftszweigen des produzierenden Gewerbes in Deutschland und entspricht in ihrer Größe etwa der H. v. von Geräten der Elektrizitätserzeugung u.ä. oder etwa zwei Drittel der Größe der Chemischen Industrie. Im Verhältnis zur Nettowertschöpfung und zum Bruttoproduktionswert sind vergleichsweise wenig Personen im Wirtschaftszweig Elektrizitätsversorgung beschäftigt. Ein wesentlicher Grund hierfür ist die sehr hohe Kapitalintensität, die den 4,5-fachen Wert der Chemischen Industrie und den ca. 10-fachen Wert des Maschinenbaus erreicht. Diese führt zu einem Kapitalstock der größer ist als der im Kraftwagenbau und in der Chemischen Industrie zusammengenommen. Da von einer ähnlichen Verzinsung des Kapitals wie in anderen Wirtschaftszweigen ausgegangen werden kann, muss sich dies bei gleicher Qualifikation der Beschäftigten in einer deutlich höheren Arbeitsproduktivität – also in der in Tabelle 4.2 ersichtlichen geringeren Beschäftigtenzahl pro Nettowertschöpfung – niederschlagen. Der sehr viel höhere Kapitalstock findet sich nicht vollständig in proportional höheren Investitionen wieder. Dies weist auf im Vergleich zu anderen Branchen relativ langlebigen Kapitalgütern hin. Besonders zu beachten ist dabei der Anteil der Bauten von 61% am Kapitalstock sowie der aufgrund deren Langlebigkeit geringere Anteil von 33% an neuen Bauten an den Bruttoinvestitionen. Beide Werte sind im Vergleich zu anderen Wirtschaftszweigen sehr hoch. Der Wirtschaftszweig „Elektrizitätsversorgung“ kann insgesamt als bedeutender Wirtschaftszweig des Produzierenden Gewerbes bezeichnet werden, der aufgrund seiner sehr hohen Kapitalintensität eine hohe Arbeitsproduktivität aufweist und in bedeutendem Umfang investiert, wovon ein großer Anteil in Bauten fließt.

In BW ist der Wirtschaftszweig Elektrizitätsversorgung von etwas geringerer Bedeutung als im Bundesgebiet. Der erhöhte Anteil am Kapitalstock dürfte an dem überproportionalen Anteil der relativ kapitalintensiven Kernenergie liegen. Der gleichzeitig geringere Anteil bei den Investitionen ist durch die großen Investitionen in neue Kraftwerke bis Mitte der 80er-Jahre erklärbar. Bezogen auf die Beschäftigung, den Umsatz und auch auf die Nettowertschöpfung sind in Baden-Württemberg die Investitionsgüterproduzenten für die Elektrizitätsversorgung bedeutsamer als die Elektrizitätsversorgung selbst.

Tabelle 4.2: Der Wirtschaftszweig Elektrizitätsversorgung in Deutschland und Baden-Württemberg (fett) im Vergleich

		Elektrizitätsversorgung	H.v. Kraftwagen u. Kraftwagenteilen	Maschinenbau	Chemische Industrie	H.v. Geräten der El-Erzeugung, verteilung u.ä.
Bruttoproduktionswert D	Mrd. DM	161	402	285	236	160
	% von D	1,8	4,6	3,3	2,7	1,8
Umsatz BW	**Mrd. DM**	**18,5**	**107,8**	**87,8**	**30,1**	**27,8**
Nettowertschöpfung D	Mrd. DM	37,6	85,3	105,5	62,7	48,0
	% von D	1,4	2,9	3,6	2,1	1,6
Nettowertschöpfung BW°	**Mrd. DM**	**3,5-4,3**	**22,7**	**26,3-30,5**	**7,6**	**8,4**
	% von BW	**0,8-1,0**	**4,8**	**5,7-6,6**	**1,6**	**1,8**
Erwerbstätige D	Tsd.	257	847	1154	410	558
	% von D	0,7	2,3	3,1	1,1	1,5
Erwerbstätige BW	**Tsd.**	**23,4**	**216,1**	**264,7**	**59,6**	**89,8**
	% von BW	**0,5**	**4,4**	**5,4**	**1,2**	**1,8**
Kapitalstock* D	Mrd. DM91	442	212	145	197	
	% von D	2,8	1,4	0,9	1,3	
Anteil Bauten	%	61,3	33,9	42,6	32,2	
Kapitalstock* BW	**Mrd. DM91**	**66**				
	% von BW	**3,0**				
Kapitalintensität *	Mill. DM91 je Erwerbst.	1,59	0,23	0,14	0,35	
Investitionen D	Mrd. DM98	17,8	19,5	10,9	15,9	6,2
	% von D	2,2	2,4	1,3	1,9	0,8
Anteil Neubauten	%	33,2**	10,1	14,2	13,6	11,5
Investitionen BW	**Mrd. DM98**	**1,8**	**4,5**	**2,6**	**1,2**	**1,0**
	% von BW	**1,8**	**4,6**	**2,6**	**1,2**	**1,0**
Anteil Neubauten	**%**	**45**	**6,7**	**18,7**	**14,1**	**14,2**

Anmerkungen: Wirtschaftszweige nach WZ 93; Werte für 1998; Elektrizitätsversorgung teilweise 1997 in DM97, Anteile in diesen Fällen auf Größen von 1997 bezogen.

– ° Geschätzt; sofern die verschiedenen Abschätzungen zu Abweichungen des höchsten oder niedrigsten Wertes um mehr als 5% vom Mittelwert führten, sind Unter- und Obergrenze angegeben, ansonsten der Mittelwert.

– * Werte für 1995, früheres Bundesgebiet, verwandte Wirtschaftszweige nach WZ 79. Mit anderen Zeilen nur eingeschränkt vergleichbar. Kapitalstock: Bruttoanlagevermögen in konstanten Preisen; Kapitalintensität: Kapitalstock pro Erwerbstätigen.

** wie * sowie ungewichtetes arithmetisches Mittel der Anteile von 1991 bis 1994.

Quellen: Deutschland: [Stat. BA., 2000, S.181f. u. S.214; Stat. BA., 2000a, S.98ff. u. S.116f., Stat. BA., 1997a, S. 188ff., S. 258 u. S.280ff.]

Baden Württemberg (tlw. geschätzt auf Basis): [Stat. LA B.-W., 09.11.1999, 08.01.2001, 21.02.2001, 09.05.2001, 21.05.2001].

Zu beachten ist, dass sich die erläuterten Zahlenwerte auf den Wirtschaftszweig „Elektrizitätsversorgung“ beziehen. Da die Wirtschaftszweiggliederung Einheiten mit eigenständiger Bilanzierung nach deren Haupttätigkeit – primäres Kriterium: Bruttowertschöpfung – zusam-

menfasst, und einerseits Elektrizitätsversorger häufig in anderen Bereichen aktiv sind (z.B. in der Gas- und Wasserversorgung), andererseits Strom auch in anderen Wirtschaftszweigen erzeugt wird, ist die Wirtschaftszweiggliederung zu verlassen, um die Bedeutung der Stromerzeugung selbst genauer abschätzen zu können. Hierfür können sog. fachliche Einheiten oder homogene Produktionseinheiten verwendet werden, für die allerdings nur eingeschränkt Daten zur Verfügung stehen[8]. Der Vergleich zeigt, dass die Nebentätigkeiten der Elektrizitätsversorger wertmäßig bedeutsamer sind als die Stromerzeugung in sämtlichen anderen Produktionsbereichen; z.B. leisten die Energieversorgungsunternehmen in großem Umfang Bautätigkeiten selbst[9]. Verwendet man die Zahlen für die Elektrizitätsversorgung nach Wirtschaftszweigen der fachlichen Unternehmensteile [z. B. Stat. BA., 2000, Tab. 9.17f.] und fügt man auf deren Basis die Werte für die Stromerzeugung im übrigen Produzierenden Gewerbe hinzu, so gelangt man zu den in **Tabelle 4.3** aufgeführten Zahlenwerten für die Elektrizitätserzeugung und –verteilung in Deutschland im engeren Sinn. Daneben sind in Tabelle 4.3 die entsprechenden Schätzungen für Baden-Württemberg sowie jeweils Schätzungen für die Werte der Stromerzeugung allein aufgeführt. Letztere sind aus Gründen der statistischen Systematik – insbesondere da sie Handelsleistungen enthalten – als Obergrenzen aufzufassen.

Tabelle 4.3: Wirtschaftliche Bedeutung der Elektrizitätserzeugung und -verteilung in Deutschland und Baden-Württemberg (Werte überwiegend 1997); Werte für Erzeugung sind Obergrenzen

	Deutschland	**Davon: Erzeugung**	**Baden-Württemberg**	**Davon: Erzeugung**
Fachliche Unternehmensteile	1439 (ca. 900 Unternehmen)	Ca. 965	ca. 180	**ca. 120**
Beschäftigte (Tsd.)	199,8	171	17,2	**14,3**
Geleistete Arbeiterstunden (Mill. Stunden)	134	116	17	**15**
Bruttolohn- und Gehaltssumme (Mrd. DM)	15,2	13,3	1,8	**1,6**
Umsatz (Mrd. DM)	152,8	128,6	10,9	**8,4**
Investitionen (Mrd. DM)	12,3	6,1	1,8	**0,7**

Geschätzt auf Basis: Stat. BA. 2000; Stat. BA., 1998c; Stat. BA. 12/1999d u. 11/2000d; Stat. LA. B.-W. 1997; Stat. LA B.-W., 14.07.2000;

Hiernach entfallen – je nach Kenngröße – zwischen 85 und 88 % auf die Erzeugung, für Investitionen ist für Deutschland mit 50 % – dem langjährig im früheren Bundesgebiet nicht auf Verteilung entfallenden Anteil – zu rechnen; für BW mit rund 60 %. In BW waren demnach in 1997 rund 14 000 Erwerbstätige in der Elektrizitätserzeugung beschäftigt; der Umsatz aus der Stromerzeugung beträgt rund 8 Mrd. DM/a. In Deutschland nimmt die Erwerbstätigkeit in der Elektrizitätsversorgung durch Rationalisierungen und Outsourcing seit Beginn der 90er – verstärkt ab 1995 – um ca. 4 % p.a. ab [VDEW 31.05.1999]. Unter der Annahme, dass diese

[8] S. Verordnung (EWG) Nr. 696/93 des Rates vom 15.03.1993, ABL. EG Nr. L76 vom 30.03. 1993.

[9] S. z.B. [Stat. BA, 1997b, S. 166ff. und 2000, S. 214f.]. Durch den Rückgang der Stromerzeugung in der Industrie und einer entsprechenden Zunahme des Bezugs [VDEW, 17.07.2000] wird die Differenz tendenziell erhöht.

Entwicklung anhält und auch für BW gilt, ergeben sich **aktuell rund 11 500 Beschäftigte** – davon ca. 2.700 in Kernkraftwerken [IER, 1999, S.84] – direkt in der Stromerzeugung. Dies sind ca. 0,25 % aller Beschäftigen in BW. Aus den obigen Zahlen kann auch die **Nettowertschöpfung** der Stromerzeugung in BW auf maximal **3 Mrd. DM (1997*)*** – rund 0,6 % der Nettowertschöpfung in BW – geschätzt werden. Diese Zahlen sind für unmittelbare Wirkungen von technologischen Änderungen der Stromerzeugung ausschlaggebend. Sie sind deutlich geringer als die in Tabelle 4.2 ausgewiesenen Werte und weisen im Vergleich insbesondere auf die relativ größere Bedeutung des Wirtschaftszweigs „Herstellung von Geräten der Elektrizitätserzeugung und -verteilung“ hin[10].

Durch das Ausgliedern von Unternehmensbereichen sinkt nun zwar die Beschäftigung in der Elektrizitätsversorgung, die entsprechende Tätigkeit wird jedoch i. allg. weiter ausgeübt, von den Elektrizitätsversorgern nun aber über den Markt bezogen. Zur Berücksichtigung derartiger Effekte kann die gesamte Vorleistungskette untersucht werden. Um auch die Vorleistungen der Investitionsgüter zu erfassen, können die diskontinuierlich erfolgenden Kraftwerkbauten auf jahresdurchschnittlich für den Erhalt des Kapitalstocks erforderliche Investitionen umgerechnet werden. Im Vergleich mit den direkt in der Elektrizitätserzeugung Beschäftigten kann man für Deutschland dann etwa mit der gleichen Anzahl Erwerbstätiger in der Brennstoffgewinnung und Bereitstellung, noch einmal der gleichen Anzahl für sonstige Vorleistungen – insbesondere Dienstleistungen – und mit ca. 50-60 % der direkt Beschäftigten durch die Investitionen rechnen[11]. Für BW sind entsprechende Zahlen schwer abzuschätzen, da nur sehr unzureichende Daten zu den Handelsströmen zwischen Bundesländern existieren. Hält man jedoch fest, dass der Anteil der Wertschöpfungskette in einer Region tendenziell umso kleiner ist, je kleiner die Region gewählt wird und die Energieträger in vernachlässigbarem Ausmaß aus Baden-Württemberg stammen, dann ist mit deutlich geringeren Zahlen zu rechnen. Allerdings wird Strom in Baden-Württemberg mit relativ geringer Brennstoff- und hoher Kapitalintensität erzeugt, wodurch wiederum die Investitionen bedeutsamer werden. Da auf absehbare Zeit keine großen Investitionen in den Kraftwerkspark anstehen und das Nettoanlagevermögen gegenwärtig sinkt[12], dürften zur Zeit höchsten 25 000 Erwerbstätige in BW – etwa 0,5 % – mittelbar oder unmittelbar für die Elektrizitätserzeugung in Baden-Württemberg arbeiten.

Als Fazit dieser Überlegungen kann festgehalten werden:

- Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist die Produktion von Investitionsgütern für die Energieerzeugung und –verteilung in BW bedeutsamer als die Stromerzeugung selbst bzw. der Veränderung ihres Energieträgermixes Je besser daher die Wertbewerbsposition der baden-württembergischen Produzenten dieser Investitionsgütern ist, desto höher ist langfristig der baden-württembergische Anteil an der Wertschöpfungskette in der Stromerzeugung. Ihre Wettbewerbsposition dürfte durch moderate Strompreiserhöhungen kaum berührt werden (s.u.). Bedeutsam für ihre Wettbewerbsfähigkeit erscheinen hingegen günstige Rahmenbedingungen für die Aufnahme neuer Technologien – z.B. Brennstoffzellen und übrige dezentrale KWK, neue REG-Technologien – in die Produktpalette. Neben entsprechender Forschung und deren Transfer spielen hierbei vermutlich auch frühe regionale Absatzmärkte, die als Referenzmärkte dienen können, eine größere Rolle [Hemmelskamp, 1999, S90ff.].

---

[10] Dies gilt selbst dann noch, wenn man auch für die H.v. Geräten für die Elektrizitätserzeugung in ähnlicher Weise in eine tiefere Gliederung geht, da gleichzeitig zu berücksichtigen ist, dass z.B. Turbinen dem Wirtschaftszweig „Maschinenbau“ zugeordnet sind.

[11] Eigene Berechnungen auf Basis [Stat. BA., 1997b u. 2000b].

[12] Seit etwa 1987 sind die Abschreibungen größer als die Bruttoinvestitionen [Stat. LA BW, 1997, S.34ff.].

- Je höher der Anteil fossiler Energieträger an den Stromgestehungskosten ist, desto geringer ist der Anteil der Vorleistungen, die aus BW stammen. Beim Einsatz von REG – Anlagen und effizienten KWK-Anlagen kann daher prinzipiell ein größerer Anteil der Wertschöpfung in BW selbst erfolgen als bei Kondensationsanlagen auf fossiler Basis[13]. Darüber hinaus ist für diese Technologien weltweit mit größeren und wachsenden Märkte zu rechnen, was der Exportausrichtung der baden-württembergischen Wirtschaft ebenfalls entgegenkommt. Eine zukünftige Stromerzeugung in BW mit wachsenden Anteilen von REG- und KWK-Anlagen kann damit im Vergleich zum bisherigen Zustand zu einer höheren Wertschöpfung im Lande führen, wenn diese neuen Anlagen bzw. Teile von ihnen in ähnliche Umfang im Land erzeugt werden, wie bisherige Kraftwerkstechnologien. Durch eine adäquate Wirtschafts- und Energiepolitik kann die Landesregierung diese Tendenzen weiter begünstigen.

4.2.2 Ökonomische Bedeutung der Stromkosten für die Verbraucher

Da Strom von allen Unternehmen und Haushalten bezogen wird, ist zusätzlich zur ökonomischen Bedeutung der Stromerzeugung und -verteilung die Nachfrageseite betrachtet werden. Mit dem bereits oben angeführten Umsatz ist die durchaus erhebliche Gesamtsumme von rund 11 Mrd. DM/a (zuzüglich Steuern) bereits genannt. Nun erfolgt ein Perspektivenwechsel: Es wird die Sicht der Nachfrager eingenommen. Infolge der in Abschnitt 1.3 erläuterten geringeren relativen Bedeutung energieintensiver Industriezweige liegt BW mit seinem spezifischen Stromverbrauch von 127 kWh/Tsd. DM Bruttoinlandsprodukt (1999) um ca. 10 % unter dem Bundesdurchschnitt. Dies ist auch ein Hinweis, dass BW von Strompreiserhöhungen unterproportional betroffen sein dürfte.

Haushalte

Die Haushalte in Baden-Württemberg verbrauchten 2000 ca. 18 TWh Strom (25 % des Gesamtverbrauchs) und bezahlten dafür inkl. Mehrwertsteuer ca. 4,3 Mrd. DM. Ohne Mehrwertsteuer entspricht dies einem Anteil von ca. 39 % am Erlös der Elektrizitätsversorger [Stat. LA, 09.07.2001]. Der Anteil der Ausgaben für Strom an den gesamten Ausgaben der privaten Haushalte wird anhand bundesstatistischer Quellen abgeschätzt. In den aktuellen „Preisindex für die Lebenshaltung aller privaten Haushalte“ geht Strom mit einer Gewichtung von 2,584 % ein, was zwischen dem Wert für alkoholische Getränke (2,134 %) und dem für Fleisch und Fleischwaren (2,943 %) liegt [Stat. BA., 2000, S.614]. Der Anteil der Ausgaben für Strom sinkt mit steigendem Einkommen. Für den Anteil der Energieausgaben (ohne Kraftstoffe) am privaten Verbrauch für Haushalte mit einem Nettomonatseinkommen zwischen 1.800 und 2.500 DM erhält man ca. 5,9 %, während Haushalte mit einem Einkommen zwischen 7.000 und 10.000 DM auf einen Anteil von ca. 3,5 % kommen [Stat. BA, 2000, S.550]. Davon entfällt deutlich über die Hälfte auf Strom. Angesichts dieser insgesamt geringen Anteile ist längerfristig antizipierten Änderungen des Strompreises in dem hier diskutierten Rahmen (vgl. Abschnitt 6.1) für Haushaltskunden keine größere Bedeutung beizumessen, auch der Verteilungseffekt zuungunsten ärmerer Haushalte ist als geringfügig einzuschätzen.

Landwirtschaft, Produzierendes Gewerbe und Dienstleistungen

Das produzierende Gewerbe trägt in BW einen besonders großen Anteil zur Bruttowertschöpfung bei (40,8 %; zum Vergleich Deutschland: 33,0 %). Gleichzeitig ist das verarbei-

[13] Für die fossile Stromerzeugung bedeutet dies, dass der Einsatz von Gas als Brennstoff im Vergleich zu Kohle tendenziell zu einer geringeren Wertschöpfung in Baden-Württemberg führt.

tenden Gewerbe mit ca. 29 TWh 46 %) Stromverbrauch im Jahr 2000 auch der bedeutendste Verbrauchssektor, der allerdings aufgrund der geringeren Strompreise nur ca. 3,0 Mrd. DM (32 %) zum Erlös der Elektrizitätsversorger beiträgt [Stat. LA B.-W., 09.07.2001]. Die **Energiekosten** im produzierenden Gewerbe belaufen sich auf der Basis bundesstatistischer Quellen [Stat. BA, 2000; Stat. BA., 1997b u. 2000b] auf ca. 1,7 % des **Bruttoproduktionswertes**, der spezifische **Stromverbrauch** liegt bei ca. 90 kWh/Tsd. DM98 **Bruttoproduktionswert**[14]. Dabei ist eine Bandbreite von 0,1 %-11 % bzw. 2-380 kWh/Tsd. DM98 zu beachten. Mit Werten von 0,7 % und 36 kWh/Tsd. DM98 bzw. 0,9 % und 30 kWh/Tsd. DM98 sind die für BW besonders bedeutsamen Wirtschaftszweige Kraftwagen- und Maschinenbau im unteren Bereich angesiedelt. Dienstleistungen und die Land- und Forstwirtschaft sind im Vergleich zum produzierenden Gewerbe mit einem spezifischen Verbrauch von 25 bzw. 60 kWh/Tsd. DM95 wenig stromintensiv. Die Werte für wichtige Dienstleistungsbereiche – wie z. B. Einzelhandel oder Gaststätten mit 44 bzw. 53 kWh/Tsd. DM 95 – überschreiten allerdings durchaus die Werte für große Bereiche des produzierenden Gewerbes, wie z.B. den Maschinenbau.

Die höchsten Werte für einzelne Wirtschaftszweige von 380 kWh/Tsd. DM und 11 % Stromkosten zeigen, dass unmittelbare Wirkungen von moderaten und längerfristig antizipierte Strompreisveränderung als gering einzuschätzen sind: Eine Strompreiserhöhung um 1 Pf/kWh würde im stromintensivsten Wirtschaftsbereich durch eine Preiserhöhung um 3,8 Promille aufgefangen werden können, der entsprechende Durchschnittswert für das verarbeitende Gewerbe liegt bei 0,9 Promille, der Wert für den Maschinenbau bei 0,4 Promille. Eine 10 % Strompreiserhöhung würde in dem Wirtschaftsbereich mit dem höchsten Stromkostenanteil (Wasserversorgung) durch eine 1,1 % Preiserhöhung aufgefangen werden können, die Durchschnittszahl im verarbeitenden Gewerbe läge bei unter 0,17 %, für den Maschinenbau wären unter 0,07 % zu veranschlagen. Man bewegt sich also überwiegend im kleinen Promillebereich. Selbst wenn man die entsprechenden Werte jeweils über die gesamte Vorproduktskette berechnet und zugrundelegt – also eine komplette Überwälzung erhöhter Kosten unterstellt – verdoppeln sich die entsprechenden Werte für durchschnittliche Produktionsbereiche, für sehr stromintensive sind die Vorleistungen von sehr geringer Bedeutung. Tatsächlich ist davon auszugehen, dass nur im Bereich nicht oder schwer handelbarer Güter – wie Wasser oder Steinen und Erden – entsprechende Preiserhöhungen durchgesetzt werden könnten; in anderen Bereichen ist in stärkerem Maße mit sehr kleinen zusätzlichen Kosten bzw. mit verstärkten Reaktionen zum sparsameren Stromverbrauchs zu rechnen.

Damit kann davon ausgegangen werden, dass die längerfristig sich einstellenden relativ geringen Strompreisunterschiede in den verschiedenen Szenarien (vgl. Kapitel 6.1) im Vergleich zur Trendentwicklung auf der Stromverbraucherseite lediglich ökonomische Unterschiede im Promillebereich induzieren[15].

---

[14] Ein Großteil der Energiekosten entfällt auf den Stromkauf. Dies ist vor allem für Konsum- und Investitionsgüterproduzenten der Fall; in einigen relativ energieintensiven Wirtschaftszweigen, wie der Glasherstellung, der chemischen Industrie oder der H. v. Metallen kann der Stromkostenanteil an den Energiekosten jedoch auf unter 50% sinken (vgl. [Stat. BA., 2000b, S.172ff.]).

[15] Hier nicht zur Diskussion stehende schnelle und überraschende Strompreisänderungen würden unmittelbar auf die Eigenkapitalrendite durchschlagen und könnten insbesondere bei Unsicherheit über ihre permanente oder temporäre Natur beträchtlichere Wirkungen hervorrufen.

4.3 Struktur der Kraft-Wärme-Kopplung

4.3.1 Derzeitige Struktur

Elektrizität aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) trägt in Baden-Württemberg mit 6.300 GWh etwa 9 % zur Stromerzeugung bei, was deutlich unterhalb des bundesdeutschen Mittelwertes von ca. 12 % liegt. Die bereitgestellte Wärme belief sich 1999 auf 13.800 GWh oder etwa 8 % des Endenergieverbrauches für Wärme (davon 3,4 % aus Fernwärme). Traditionell entfallen die größten Anteile auf die industrielle KWK und die großstädtische Fernwärme in den Regionen Mannheim-Heidelberg und Stuttgart-Esslingen sowie in Karlsruhe, Pforzheim, Heilbronn und Ulm. Von der gesamten Energiebereitstellung aus KWK entfallen mehr als 90 % auf diese beiden Bereiche (vgl. **Abbildung 4.6**), wobei sich die Stromproduktion jeweils in der gleichen Größenordnung bewegt. Betrachtet man die zugehörige Wärmebereitstellung, so lässt sich zunächst für die große Fernwärme ein relativ ungünstiges Strom- zu Wärmeverhältnis feststellen. Als Kenngröße hierfür eignet sich die sog. Stromkennzahl, die im Jahresmittel nur einen relativ geringen Wert zwischen 0,35 und 0,40 erreicht (d.h. die bereitgestellte Wärmemenge ist mindestens eineinhalb Mal so hoch wie die Strommenge). Die Ursachen liegen unter anderem in den relativ hohen Vor- und Rücklauftemperaturen der Fernwärmenetze (Wärme muss auf einem hohen Temperaturniveau ausgekoppelt werden), in den elektrischen Wirkungsgraden des Umwandlungsprozesses (Dampfturbinen) und dem vorrangig eingesetzten Brennstoff Kohle, die einen vergleichsweise hohen Kraftwerkseigenverbrauch bedingt. Durch alternative Konzepte, wie etwa GuD-Prozesse auf Erdgasbasis ließe sich die Stromkennzahl deutlich erhöhen, was für die Zukunft entsprechende Spielräume schafft, mehr Strom in KWK zu erzeugen. Für die Industrie-KWK ergibt sich ebenfalls eine relativ niedrige Stromkennzahl, die aber verglichen mit der großen Fernwärme tendenziell höher ist. Dabei spielen u.a. die Brennstoffbasis (vorrangig Erdgas) sowie teilweise eingesetzte GuD-Anlagen eine Rolle. Beachtet werden muss allerdings, dass die Datenbasis speziell hinsichtlich der produzierten KWK-Wärmemengen in der Industrie unzureichend ist und die individuellen Randbedingungen einen großen Einfluss haben. Die Stromkennzahl konnte deshalb nur anhand typischer Anwendungsfälle abgeschätzt werden. Der so ermittelte Wert von 0,58 dürfte eher an der oberen Grenze des Tatsächlichen liegt, während der Wert für die große Fernwärme eher die Untergrenze markiert.

Betrachtet man die Auslastung der Anlagen, also das Verhältnis von bereitgestelltem KWK-Strom/-Wärme zur installierten elektrischen/thermischen Leistung, so ergeben sich für die Industrie wegen des über das Jahr hinweg üblicherweise relativ konstanten Prozesswärmebedarfes äquivalente Volllastbenutzungsstunden von 3.800 h/a (sowohl elektrisch als auch thermisch). Im Gegensatz dazu erreicht die große Fernwärme insgesamt bezogen auf die installierte thermische Leistung der Anlagen lediglich 1.940 h/a, bezogen auf die elektrische Leistung 845 h/a. Zurückzuführen ist dies im Wesentlichen auf die saisonalen Schwankungen des Raumwärmebedarfes, aber auch darauf, dass die Kraftwerke in der Fernwärme in der Lage sind, auch Bedarfsspitzen im Winter weitgehend bzw. vollständig zu decken. Denn bei den üblichen Entnahme-Kondensationsturbinen besteht die Möglichkeit, je nach Bedarf unterschiedliche Wärmemengen auszukoppeln. Zu Zeiten geringer Wärmenachfrage ist dann der Anteil der Kondensationsstromerzeugung entsprechend höher, so dass die Kraftwerke insgesamt eine sehr viel höhere Auslastung erreichen.

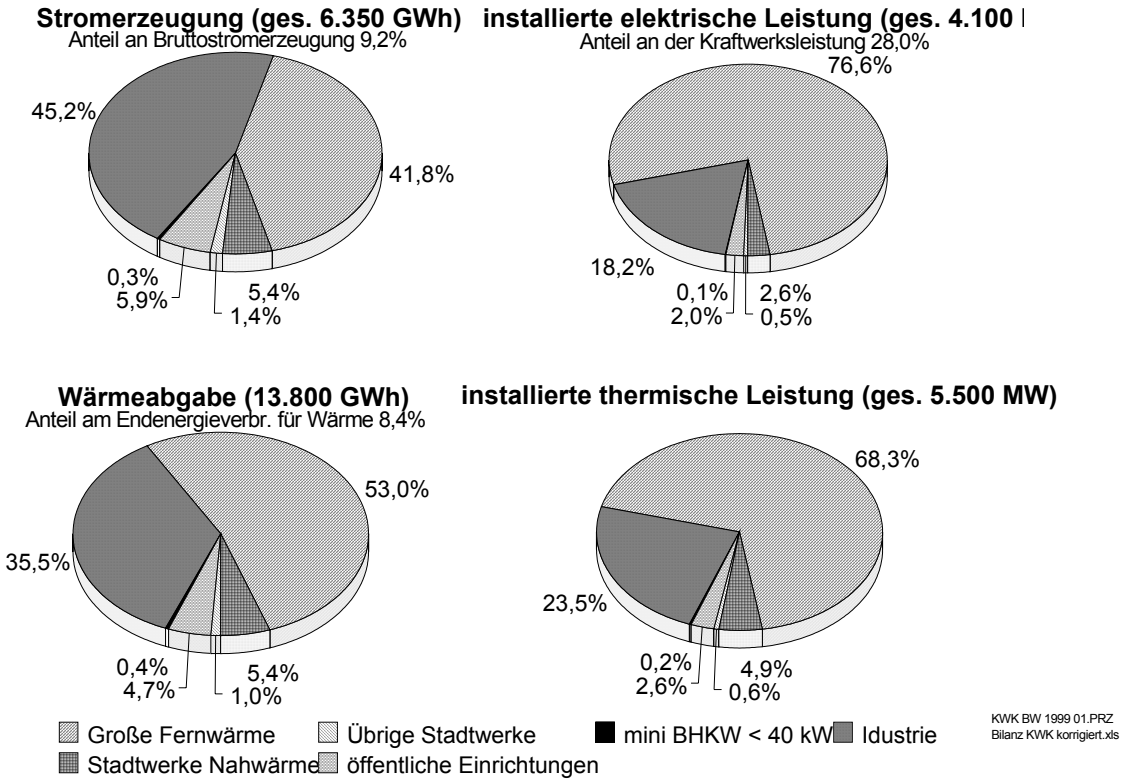


Abbildung 4.6: Energiebereitstellung und installierte Leistung der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in Baden-Württemberg 1999 (AGFW 1999; VIK 2001; eigene Berechnungen)

Neben den beiden großen Anwendungsbereichen bestehen in größerer Zahl KWK-Anlagen, die in kleinere kommunale Wärmenetze einspeisen. Während die der großen Fernwärme zuzurechnenden Netze normalerweise Netzlängen von mehr als 100 km aufweisen (z.B. MVV Mannheim 504 km, NWS Stuttgart 273 km, Fernwärme Ulm 124 km), beträgt die Ausdehnung der kleineren Fernwärmenetze oft nur wenige Kilometer, bis hinunter zu sog. Nahwärmenetzen, über die nur einige wenige Gebäude versorgt werden (die Übergänge sind dabei fließend). Kleinere Netze werden von unterschiedlichen Betreibern in etwa 30 Kommunen Baden-Württembergs betrieben. Eine exakte Erfassung ist hier allerdings nur schwer möglich. Um die Datenbasis zu verbessern, wurden deshalb zusätzlich zur Auswertung statistischer Quellen einige Daten direkt erhoben (s. a. Anhang). Daraus ergibt sich das in **Abbildung 4.7** dargestellte Bild. Es verdeutlicht, dass kleinere Wärmenetze, denen für eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung im Wärmemarkt eine wichtige Rolle zugemessen wird (s. Abschnitt 6.2), heute noch von marginaler Bedeutung sind. Denn über die in der Abbildung unter „übrige Netze“ mit Wärmeeinspeisungen von jeweils weniger als 200 GWh pro Jahr zusammen gefassten Netze, werden heute weniger als 1 % des Endenergiebedarfes für Wärme in Baden-Württemberg gedeckt.

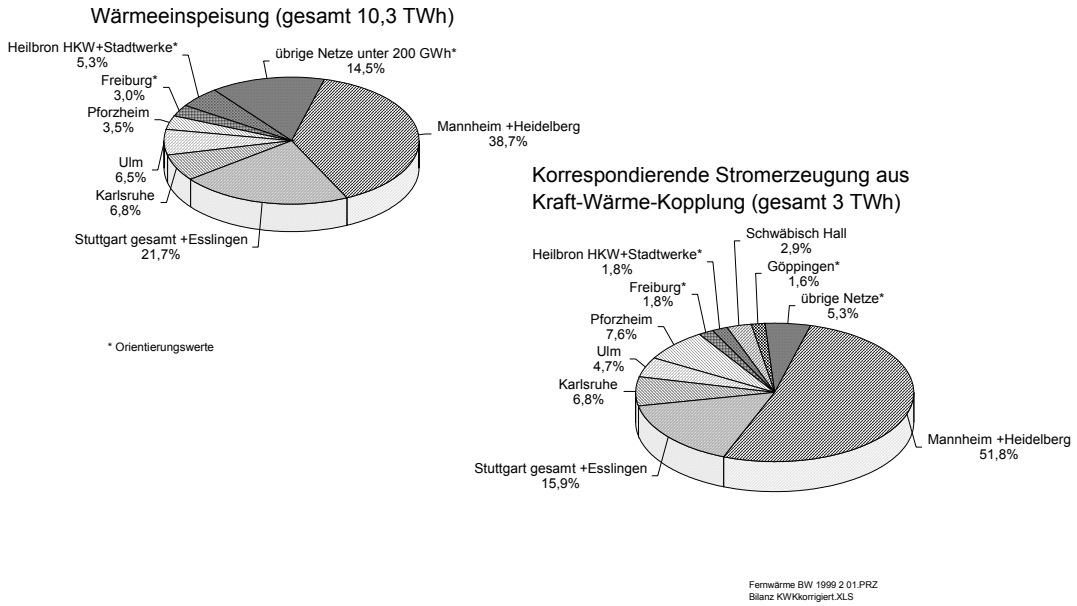


Abbildung 4.7: Wärmeeinspeisung in Fern- und Nahwärmenetze sowie korrespondierende Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung in Baden-Württemberg 1999 (AGFW 1999; VIK 2001; eigene Berechnungen)

Ähnlich stellt sich die Situation auch für die objektbezogene KWK mit Blockheizkraftwerken (BHKW) dar, die mit Leistungen von wenigen Kilowatt bis einigen hundert Kilowatt elektrisch in öffentlichen Gebäuden (z.B. Krankenhäusern, Hallenbädern) und im Gewerbe (z.B. Hotels) eingesetzt werden, die aber auch für die Versorgung größerer Wohngebäude, insbesondere in Verbindung mit Nahwärmenetzen in Frage kommen. Vor allem in der Industrie werden teilweise auch größere Anlagen über 1 MW eingesetzt. Auf der Basis verschiedener Literaturquellen sowie einer eigens durchgeführten Umfrage bei Anlagenherstellern lässt sich die in Baden-Württemberg installierte Leistung auf etwas mehr als 250 MW elektrisch bzw. 460 MW thermisch abschätzen (vgl. **Abbildung 4.8**). Die daraus bereitgestellte Wärmemenge dürfte sich auf etwa 1.600 GWh belaufen. Gemessen an den vorhandenen Potenzialen entspricht dies lediglich einer Ausschöpfungsrate von 9 % (vgl. Abschnitt 5.1).

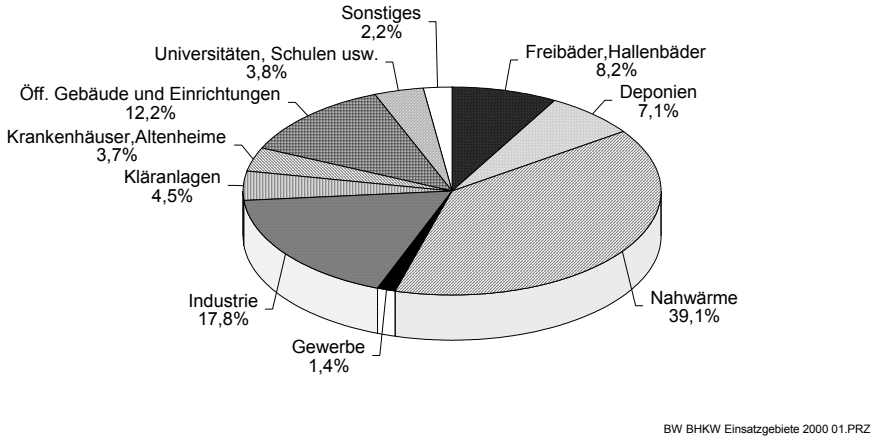


Abbildung 4.8: Einsatzbereiche von Motor-BHKW in Baden-Württemberg nach installierter Leistung im Jahr 2000 (gesamt ca. 250 MW_e)

4.3.2 Zeitliche Entwicklung der KWK und deren Einflussgrößen

Was die zeitliche Entwicklung der KWK in Baden-Württemberg betrifft, so ging ihr Anteil an der gesamten Stromerzeugung während der 1990er-Jahre von 10,2 % (1991; 6.700 GWh) auf 9,2 % (1999; 6.300) zurück. Der Verlauf war in den einzelnen Bereich allerdings recht unterschiedlich. Während die KWK-Stromerzeugung in der großen Fernwärme weitgehend konstant blieb, erreichte sie in der Industrie mit 3,81 TWh_e 1995 ein Maximum, geht aber seither deutlich zurück (vgl. **Abbildung 4.9**). Die Ursachen sind in erster Linie in einer allgemeinen Verschlechterung der ökonomischen Randbedingungen als Folge der Liberalisierung des deutschen Strommarktes zu sehen. Sie wurde formal zwar erst zum 29. April 1998 mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) umgesetzt, bereits 1996 zeichnete sich aber insbesondere in der Industrie ab, dass die Strombezugskosten aufgrund des zunehmenden Wettbewerbes, aber auch wegen der vorhandenen Überkapazitäten bei Kraftwerken in Deutschland und Europa deutlich sinken würden. Die tatsächliche Entwicklung hat diese Erwartung bestätigt, denn im Jahr 2000 lagen die Bezugspreise für Industriestrom z. T. mehr als 30-50 % unterhalb der Vergleichskonditionen vor der Liberalisierung.

Da die Politik keine geeigneten Kompensationsmaßnahmen zum Schutz der KWK beschloss, wurde der Anlagenneubau zunehmend uninteressant. In erheblichem Umfang wurden sogar bestehende Anlagen stillgelegt. Bezeichnend hierfür sind die Ergebnisse einer Ende 1999 bundesweit durchgeführten Umfrage der Vereinigung Industrielle Kraftwirtschaft (VIK). Aus dem Rücklauf der Fragebögen ergab sich, dass 13 % der Unternehmen ihre Anlagen bereits ganz oder teilweise stillgelegt hatten, weitere 18 % trugen sich mit dem Gedanken, dies zu tun. Lediglich jedes fünfte Unternehmen sah für die eigenen KWK-Anlagen keine wirtschaftlichen Probleme. In Baden-Württemberg führten die veränderten Rahmenbedingungen dazu, dass die industrielle KWK-Stromerzeugung bis 1999 auf 2,85 TWh zurückging, d.h. sie lag gegenüber 1995 um 25 % niedriger.

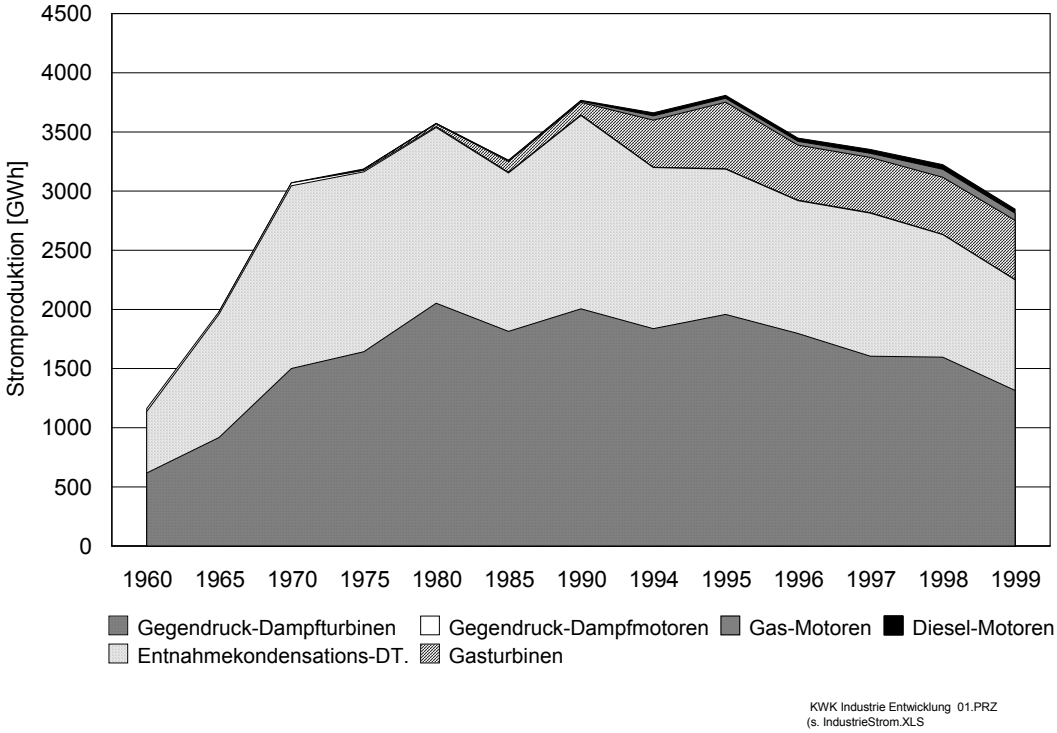


Abbildung 4.9: Entwicklung der KWK-Stromproduktion in der Industrie Baden-Württembergs (GuD-Anlagen nicht gesondert aufgeführt; VIK 2001)

In den 90er-Jahren änderte sich auch die Struktur der KWK. Mit der Verfügbarkeit von Erdgas und kleineren, preiswerten Gasturbinen (die teilweise auch in Verbindung mit Dampfturbinen eingesetzt werden) stieg deren Anteil in der ersten Hälfte der 90er-Jahre besonders in der Industrie zu Lasten von Dampfturbinen. Obwohl BHKW insgesamt keinen nennenswerten Stellenwert erreichen konnten, haben sie in den 90er-Jahren den höchsten relativen Zuwachs erfahren. Dies gilt für Deutschland (vgl. **Abbildung 4.10**) ebenso wie für Baden-Württemberg (für das keine vollständige Zeitreihe vorliegt). Dank einiger Demonstrationsprojekte des Wirtschaftsministeriums und mehrerer engagierter Stadtwerke wurde sogar eine Spitzenstellung im Vergleich der Bundesländer erreicht. Allerdings ist auch hier die Entwicklung seit der Liberalisierung des Strommarktes rückläufig.

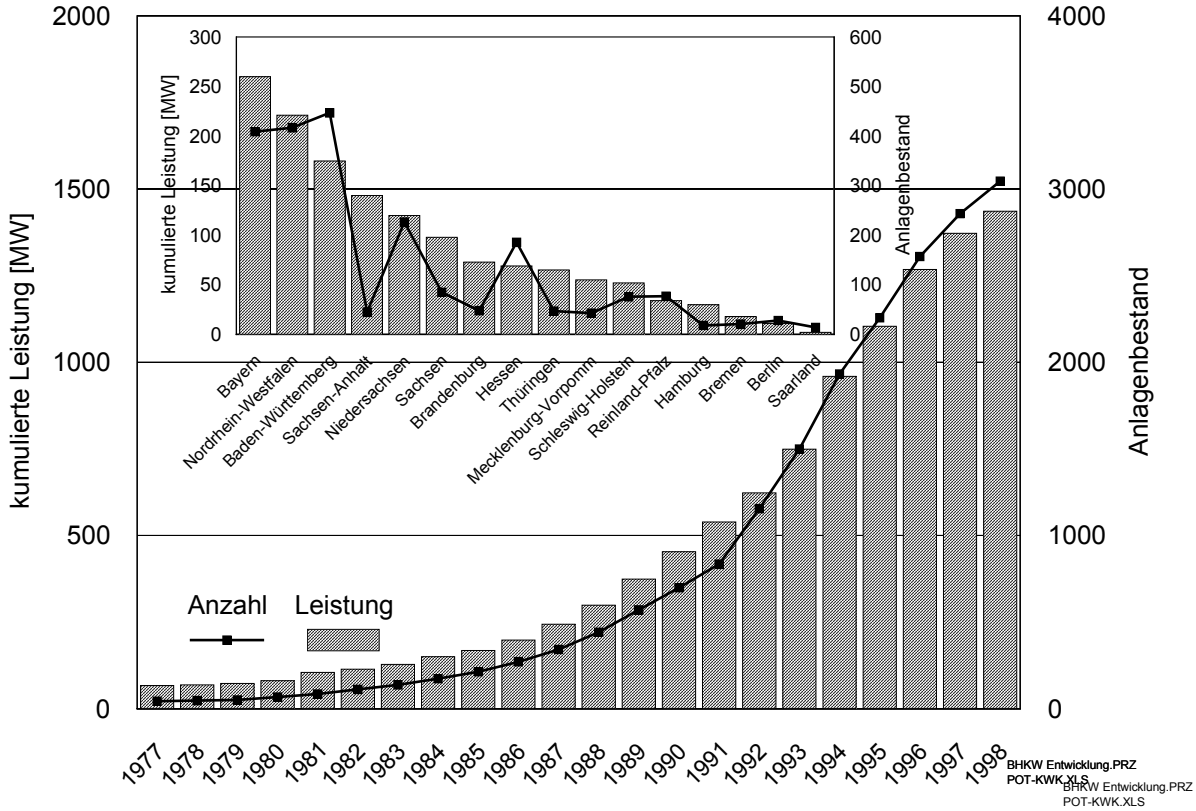


Abbildung 4.10: Entwicklung des Anlagenbestandes von Blockheizkraftwerken in Deutschland und Aufteilung nach Bundesländern 1998 (gesamt 2.190 Anlagen mit 1.420 MWe Leistung; VDEW 1998)

Ungeachtet der insgesamt negativen Auswirkungen finden sich im Energiewirtschaftsgesetz von 1998 auch einige Regelungen zugunsten der KWK. Denn darin wird ausdrücklich das Ziel einer „möglichst sicheren, preisgünstigen und umweltverträglichen“ Versorgung mit Elektrizität und Gas genannt. Umweltverträglichkeit bedeutet dabei „ ... dass die Energieversorgung den Erfordernissen eines rationellen und sparsamen Umgangs mit Energie genügt, eine schonende und dauerhafte Nutzung von Ressourcen gewährleistet ist und die Umwelt möglichst wenig belastet wird.“ Der KWK wird dabei „besondere Bedeutung“ zugemessen.

Konkret wurden deshalb einige Regelungen umgesetzt, um nicht nur wirtschaftliche sondern auch einige strukturelle Hemmnisse zum Ausbau der KWK zu beseitigen.

- Nach § 3 Abs. 2 EnWG ist die Belieferung von Dritten mit Strom nicht mehr genehmigungspflichtig, sofern der Strom überwiegend aus KWK stammt und die technischen Voraussetzungen erfüllt sind. Dadurch wird vor allem die Möglichkeit eröffnet, Überschussstrom aus KWK-Anlagen nicht einspeisen zu müssen, sondern ggf. zu attraktiveren Preisen im Nahbereich (Wohngebiet, öffentliche Gebäude usw.) zu verkaufen.

- Durch die Aufhebung der Gebietsmonopole dürfen auch private Anlagenbetreiber öffentliche Straßen und Wege nutzen, um Stromkabel zur Versorgung Dritter zu verlegen.

- Das Recht, das elektrische Versorgungsnetz für Stromdurchleitungen zu nutzen, eröffnet zusätzliche Vermarktungswege. Die Bedingungen für die Stromdurchleitung dürfen nicht ungünstiger sein, als die, die der Netzbetreiber für entsprechende Leistungen innerhalb seines Unternehmens ansetzt (die Festlegung entsprechender Preisregelungen hat letztlich jedoch sehr lange gedauert).

- Die Konditionen für den Zusatz- und Reservestrombezug für Klein-BHKW-Betreiber wurden verbessert. Sie dürfen vom Stromversorger nicht schlechter ausgestaltet werden als für Vollstrombezieher mit gleichem Jahresbezug.

Bereits ein Jahr nach der Novellierung des EnWG zeigte die Praxis jedoch, dass diese Regelungen allein nicht ausreichten, um die Wettbewerbsfähigkeit der KWK sicher zu stellen. Von der Politik wurden deshalb weitere Maßnahmen im Rahmen der Ökologischen Steuerreform sowie das sog. KWK-Vorschaltgesetz beschlossen.

Die Ökologische Steuerreform wurde zum 1. April 1999 umgesetzt und mit dem „Gesetz zur Fortführung der Ökologischen Steuerreform“ vom 16. Dezember 1999 fortgeschrieben. Neben der Höherbesteuerung fossiler Energieträger wurde erstmalig in Deutschland eine Stromsteuer eingeführt. Der Steuersatz betrug 1999 zunächst 2 Pf/kWh und wird zum 1. Januar der Jahre 2000 bis 2003 jeweils um weitere 0,5 Pf/kWh erhöht. Für die KWK ergeben sich aus den Regelungen folgende Vorteile (Stand 2000):

- Aus der Höherbesteuerung alternativer Wärmebereitstellungsmöglichkeiten (Erhöhung der Mineralölsteuersätze z.B. für Erdgas und leichtes Heizöl einmalig um 0,32 Pf/kWh$_{Ho}$ bzw. 4 Pf je Liter)

- Aus dem Wegfallen der bisherigen Mineralölsteuer bei KWK-Anlagen, sofern im Jahresmittel ein energetischer Gesamtnutzungsgrad von 70 % überschritten wird. Mit Beginn des Jahres 2000 wurde diese Regelung dahingehend verändert, dass auch ein entsprechender Monatsnutzungsgrad anerkannt wird, was insbesondere stromgeführten KWK-Anlagen zugute kommt, die bis dahin mangels ausreichender Wärmenachfrage im Sommer den geforderten Nutzungsgrad im Jahresmittel nicht erreichen konnten.

- Aus der Stromsteuerbefreiung kleiner KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von weniger als 2 MW, wenn diese zur Eigenstromerzeugung eingesetzt werden (einschl. Gemeinschafts- und Contracting-Anlagen).

Wie **Tabelle 4.4** verdeutlicht, sind die praktischen Konsequenzen je nach Anwendungsfall recht unterschiedlich, was einerseits mit der Bagatellgrenze von 2 MW$_e$ (ursprünglich 0,7 MW$_e$) zusammenhängt, zum anderen mit der geringeren Besteuerung von Energieträgern im produzierenden Gewerbe (z.B. Steuererhöhungen für Erdgas 0,064 Pf/kWh$_{Ho}$ und 0,8 Pf je Liter Heizöl).

Tabelle 4.4: Steuervorteil von KWK-Anlagen gegenüber der getrennten Strom- und Wärmebereitstellung (für den Stand 2000; UBA 2000)

	Eigenerzeugung bis 2,0 MW_e [3]		Eigenerzeugung größer 2,0 MW_e sowie Stromversorger (ohne Leistungsgrenze) [4]	
Voraussetzung: Jahresnutzungsgrad >70%	nicht produzierendes Gewerbe	produzierendes Gewerbe	nicht produzierendes Gewerbe	produzierendes Gewerbe
Steuer auf dezentrale Wärmeerzeugung	1,38 Pf/kWh	0,87 Pf/kWh	0,83 Pf/kWh	0,52 Pf/kWh
Steuer auf Brennstoffe [5]	0-0,72 Pf/kWh			
Vorteil Stromsteuer	2,5 Pf/kWh	0,5 Pf/kWh	---	---
Summe Vorteil	**3,88-4,60 Pf/kWh**	**1,37-2,09 Pf/kWh**	**0,83-1,55 Pf/kWh**	**0,52-1,24 Pf/kWh**
zum Vergleich Erzeugungskosten Bezugskosten	*11-24 Pf/kWh* [1] *12-30 Pf/kWh*		*4,5-12,5 Pf/kWh* [2] *5,0-15,0 Pf/kWh*	
Wärmegutschrift 4,6 Pf/kWh_{th} für äquivalente Kesselanlage zzgl. Steuer Steuersätze: bisher 0,36 Pf/kWh_{Ho} Erdgas; Erhöhung 0,32 Pf/kWh_{Ho} (Ho/Hu = 1,11)				

1) Bandbreite von BHKW mit einer Leistung von 5,5 kWe und 700 kWe (s. a. Abschnitt 5.2)
2) Bandbreite von Gasturbinen-Heizkraftwerk bis zu großer GuD-KWK-Anlage (inkl. Wärmegutschrift; s. a. Abschnitt 5.2)
3) Stromkennzahl 0,6; elektrischer Wirkungsgrad 35%
4) Stromkennzahl >1,0; elektrischer Wirkungsgrad 55%
5) obere Grenze GuD-Kraftwerk; untere Grenze steuerfreie Nutzung von Kohle-/Kernbrennstoffen

Im Unterschied zur Ökologischen Steuerreform setzt das KWK-Vorschaltgesetz („Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung“ vom 12. Mai 2000) nicht auf der Kostenseite, sondern auf der Ertragsseite an. In den Geltungsbereich des Gesetzes fallen Unternehmen, die Letztverbraucher mit Elektrizität versorgen und deren installierte elektrische KWK-Leistung mindestens einen Anteil von 25% an ihrer gesamten Kraftwerksleistung erreicht. Weiterhin müssen sie mindestens 10% ihrer Stromerzeugung in KWK realisieren. Dann sind die nächstgelegenen Netzbetreiber nicht nur verpflichtet, KWK-Strom abzunehmen, sondern auch mit einem Mindestbetrag von 9 Pf/kWh zu vergüten[16], der allerdings jährlich um jeweils 0,5 Pf/kWh reduziert wird. Mit dieser Regelung, die zunächst auf eine Laufzeit bis Ende des Jahres 2004 angelegt war, sollte kurzfristig der Bestand (nicht der Neubau) der öffentlichen, kommunalen KWK gesichert werden (das Gesetz bezieht industrielle und private Betreiber nicht ein), bis eine für die KWK insgesamt tragfähige Anschlussregelung umgesetzt würde. Inzwischen hat die Bundesregierung – neben weiteren Maßnahmen – dazu den Entwurf des „Gesetzes für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz“ verabschiedet, das voraussichtlich zum 1. Januar 2002 in Kraft treten und das KWK-Vorschaltgesetz ersetzen soll. Näher wird darauf in Kapitel 5 eingegangen.

Trotz der zum Teil beachtlichen Kostenvorteile, die aus der Ökologischen Steuerreform resultieren, zeigt die Praxis, dass es nicht gelang, den politisch gewollten Ausbau der KWK insgesamt voranzutreiben. Es konnte lediglich ein noch stärkeren Rückgang der Kapazitäten verhindert werden. Dies zeigt sich auch an den Ergebnissen einer weiteren Umfrage aus dem Jahr 1999, die unter 160 Anlagenherstellern und -anbietern, Planern, Betreibern, Verbänden, Industrieunternehmen, Kommunalen und überregionalen Energieversorgern, Gas-

16 Als Vergleichsmaßstab wurden Strombezugskosten auf kommunaler Ebene von 6 Pf/kWh angesetzt.

versorgern und Energie-Agenturen durchgeführt wurde (**Tabelle 4.5**). Daran wird deutlich, dass nicht nur die sinkenden Strompreise maßgeblich die Entwicklung der KWK beeinflusst haben, sondern auch unsichere Zukunftserwartungen und die damit verbundene fehlende Planungssicherheit. Obwohl die Umfrage im Jahr 1999 durchgeführt wurde, dürften die Ergebnisse im Wesentlichen auch die Stimmung im Jahr 2000 wieder geben (mit Ausnahme der kommunalen Anlagenbetreiber, die in den Genuss der Regelungen des KWK-Vorschaltgesetzes kamen). Erschwerend kamen im vergangenen Jahr die stark gestiegenen Heizöl- und Erdgaspreise hinzu.

Tabelle 4.5: Bewertung der Veränderung der Rahmenbedingungen durch das Energiewirtschaftsgesetz (Zahl der Nennungen im Rahmen einer Umfrage aus dem Jahr 1999 bei 160 Akteuren im Bereich der KWK)

Veränderungen im Vorfeld	Veränderung nach Inkrafttreten
Abwartende Haltung (30)	Sinkender Strompreis (27)
Verunsicherung der potenziellen Kunden (21)	Höhere Wirtschaftlichkeits-Anforderungen (12)
Tendenziell sinkende Strompreise (20)	KWK-Verhinderungsstrategien durch Energieversorgungsunternehmen / Strompreisdumping (11)
KWK-Verhinderungsstrategien durch Energieversorgungsunternehmen / Strompreisdumping (6) [1)]	Verunsicherung (9)
	Günstigerer Reserve- und Zusatzstrombezug (4)
	Bessere Stromvermarktungsmöglichkeiten (4)

Andererseits muss darauf hingewiesen, dass sich die mittel- bis langfristigen Erwartungen seither deutlich verbessert haben: Ursachen hierfür sind nicht nur die genannte Fortführung der Ökologischen Steuerreform oder der aktuelle Entwurf des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes. Dies hängt auch damit zusammen, dass die bestehenden Kraftwerksüberkapazitäten in Deutschland und Europa mittelfristig zurückgehen und deshalb mit tendenziell steigenden Strompreisen gerechnet werden kann (vgl. Abschnitt 6.1.3). Weiterhin kann die fortschreitende Liberalisierung des Gasmarktes der KWK zugute kommen. Aber auch von technologischen Neuentwicklungen, wie etwa Brennstoffzellen, Mikrogasturbinen oder Stirlingmotoren verspricht man sich längerfristig positive Marktimpulse.

4.4 Bisherige Entwicklung und heutige Struktur der regenerativen Energien

Der Beitrag regenerativer Energiequellen (REG) zur Energieversorgung Baden-Württembergs ist durch die Wasserkraft und die Nutzung von Holz geprägt. Beide Energiearten stellen Endenergiebeiträge in gleicher Größenordnung bereit. Demgegenüber sind alle anderen REG zur Zeit noch von untergeordneter Bedeutung (**Abbildung 4.11**). Der Anteil der Wasserkraft am Primärenergiebeitrag[17] der REG beläuft sich auf 42 % (an der Stromerzeugung auf 93 %), Bio-Festbrennstoffe, also Wald- und Industrierestholz sowie Altholz de-

[17] Nach der neuerdings vereinbarten „Wirkungsgradmethode“ wird regenerativer Strom aus Wasserkraft, Wind und Sonne direkt als „Primärenergie“ bewertet. Dadurch verringern sich im Vergleich zur früher benutzten „Substitutionsmethode“ die Primärenergieanteile dieser Energiearten. Der statistische Beitrag von Müll wird hier nicht betrachtet, da seine organischen Anteile nicht bekannt sind. Die thermische Verwertung von Altholz in Müllverbrennungsanlagen ist näherungsweise unter „biogene Festbrennstoffe“ berücksichtigt. [LfU 1995]. Bei der Wasserkraft sind Laufwasserkraftwerke und der natürliche Zufluss zu Speicherkraftwerken sowie private Kleinwasserkraftwerke berücksichtigt [Nitsch 1999; Jahrbuch 2000 u.2001; BMU 2000]

cken 48 % (an der Wärmeerzeugung 87 %), Bio- Klär- und Deponiegas 8 %. Alle anderen Energietechniken, also Photovoltaik, Kollektoren, Windenergie und Geothermie kommen zusammen auf etwa 2 %. Der Beitrag der Wasserkraft von 4.600 GWh/a mit insgesamt 780 MW Leistung kommt zu 85 % aus 60 Laufwasserkraftwerken (und natürlichen Zuflüssen zu Speicheranlagen) > 1 MW und zu 15 % aus ca. 950 Kleinwasserkraftwerken < 1MW. Die Windenergie ist im Bezugsjahr 1999 mit 32 MW Leistung und 58 GWh/a Jahresenergieertrag in Baden-Württemberg deutlich unterrepräsentiert[18]. Die installierte Photovoltaik-Leistung betrug 1999 ca. 7 MW und verteilt sich auf rund 2.500 Anlagen. Der Jahresenergieertrag beläuft sich auf 5,8 GWh/a. Die größte Anlagen befindet sich auf dem DaimlerChrysler Motorenwerk in Stuttgart mit 435 kW Leistung. An Kollektoren zur Warmwasserbereitung sind rund 350.000 m² installiert (einschließlich Kunststoffabsorbern für Freibäder), die eine Nutzwärme von rund 110 GWh/a bereitstellen. Besonders hervorzuheben sind die in Baden-Württemberg installierten Demonstrationsanlagen zur solaren Nahwärmeerzeugung bzw. großflächigen Warmwasserbereitung in Neckarsulm, Friedrichshafen, Ulm, Ravensburg und Stuttgart (Burgholzhof). Der jährliche Zubau liegt bei ca. 80.000 m²/a Kollektorfläche.

An Biomasse-Reststoffen werden rund 20 PJ/a eingesetzt. Ca. 12 PJ/a stammen aus (Industrie-) Restholz und Altholz (ca. 200.000 t/a) und werden in rund 5.000 gewerblichen Feuerungen mit einer thermischen Leistung von 1.500 MW genutzt. Dort werden auch rund 135 GWh/a Strom in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt. Ein Teil des Altholzes (vorwiegend Sperrmüll) gelangt in die Müllverbrennung. Waldrestholz bzw. Brennholz wird in einem Umfang von etwa 14 PJ/a in rund 200.000 Holzzentral- und -einzelheizungen eingesetzt. Das gesamte Nettogasaufkommen aus der Vergärung organischer Abfälle beträgt rund 3 PJ/a und kommt zum größten Teil aus Deponie- und Klärgasanlagen. Der energetische Beitrag der ca. 200 landwirtschaftlichen Biogasanlagen ist mit etwa 0,3 PJ/a noch unbedeutend. Gleichwohl ist Baden-Württemberg, neben Bayern und Niedersachsen, ein Zentrum der energetischen Verwertung von landwirtschaftlichem Biogas. Geothermische Energie wird derzeit hauptsächlich für balneologische Anwendungen genutzt (Bad Buchau, Bad Urach, Bad Waldsee, Biberach, Saulgau), für Heizungszwecke werden schätzungsweise 12 GWh/a Nutzwärme gewonnen. Insgesamt wurden 1999 aus REG in BW 4,95 TWh/a Strom und 19 PJ/a Endenergie für Wärmezwecke bereitgestellt.

Der Anteil der REG am gesamten Primärenergieverbrauch betrug im Jahr 1985 etwa 1,8 % und ging bis 1990 sogar leicht zurück, um erst mit dem danach geringeren Wachstum des gesamten Primärenergieverbrauchs nach einem Jahrzehnt wieder den alten Wert zu erreichen. Seit 1994 steigt der Anteil um etwa 0,1 %-Punkte je Jahr und lag Ende 1999 bei 2,5 % (**Abbildung 4.12**).

Wegen des starken Anstiegs des Stromverbrauchs liegt der Beitrag der REG an der (Netto-) Stromerzeugung mit rund 7,5 % Anteil heute niedriger als 1985 (8,4 %; vgl. **Abbildung 4.13**), seit 1990 steigt er – überlagert durch die Schwankungen des Wasserkraftertrags – durchschnittlich um 0,1 %/a an. Der Beitrag zur Wärmeversorgung stieg dagegen kontinuierlich von 2 % auf derzeit 3 %. Die stärksten absoluten Zuwächse im Zeitraum 1985 bis 1999 kamen ebenfalls von der Wasserkraft und der Holznutzung, die „neuen“ Energietechniken Kollektoren, Biogasnutzung, Windenergie und Photovoltaik hatten naturgemäß die höchsten relativen Wachstumsraten. Dort sind aufgrund der neu geschaffenen Förderbedingungen des Bundes insbesondere in den letzten 2-3 Jahren deutlich höhere Zuwächse zu verzeichnen.

[18] Zum 30.6. 2001 waren bereits 105 WEA mit 67 MW Leistung installiert, was einen potenziellen Jahresenergieertrag von rund 100 GWh/a entspricht. Dies sind gerade 1% der in Deutschland installierten Leistung.

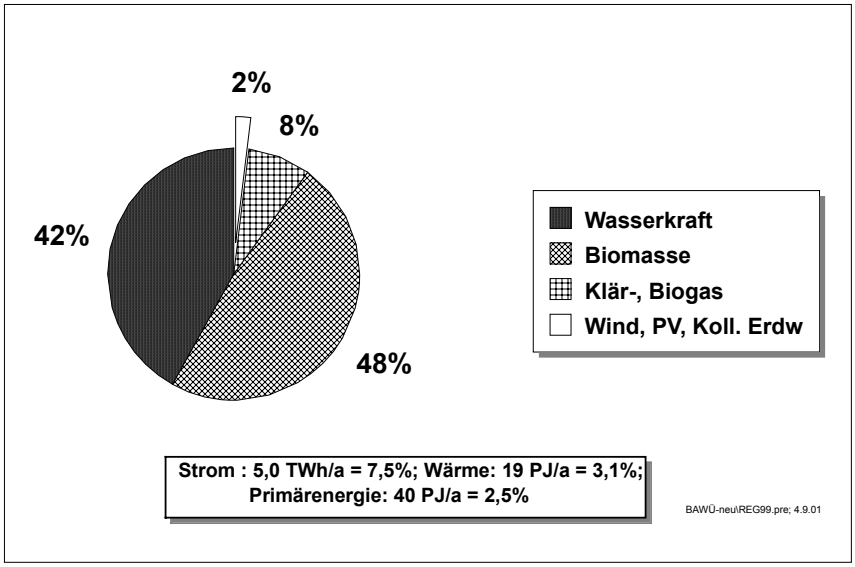


Abbildung 4.11: Struktur des Primärenergieeinsatzes an REG in Baden-Württemberg im Basisjahr 1999 (ohne Müllverbrennung) und jeweilige Anteile an der Nettostromerzeugung, dem Brennstoffbedarf für Wärmezwecke und dem Primärenergieverbrauch

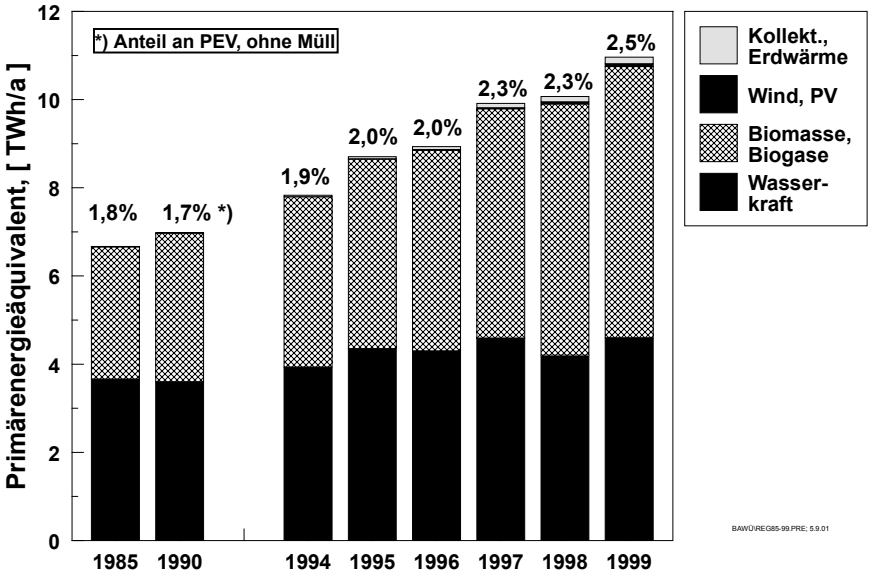


Abbildung 4.12: REG-Beitrag am Primärenergieverbrauch Baden-Württembergs zwischen 1985 und 1999

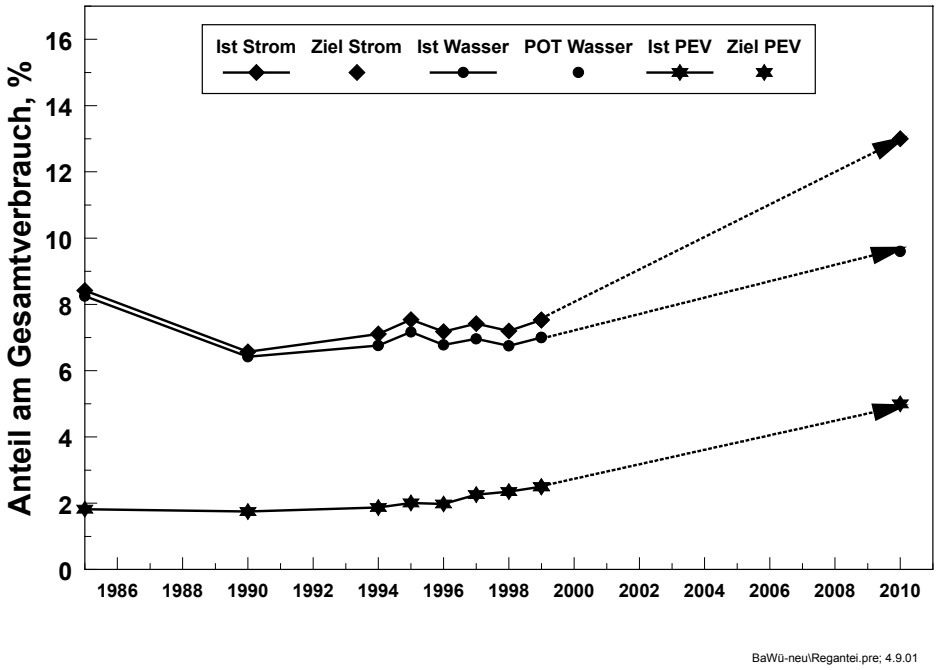


Abbildung 4.13: Verlauf der Anteile von REG-Strom, Wasserkraftstrom und REG-Primärenergie an den jeweiligen gesamten Energieverbräuchen seit 1985; Zielsetzungen der Landesregierung zum Ausbau 2010 und technisches Potenziale der Wasserkraft

Abbildung 4.13 vergleicht auch die Zielsetzungen der Landesregierung bei den REG für das Jahr 2010 mit der bisherigen Entwicklung. Die angestrebte jeweilige Verdopplung bei der Stromerzeugung und der Primärenergie stellt angesichts der Vergangenheitstendenzen eine ehrgeizige Zielsetzung dar. Bei Strom muss dazu der bisherige mittlere Wachstumstrend um das Fünffache, bei der Primärenergie um das Dreifache gesteigert werden, wenn die Ziele zeitgerecht erreicht werden sollen. Auch wenn in letzter Zeit das Wachstum der „neuen“ REG-Technologien zugenommen hat, so werden die durch die Bundesförderung und das EEG entstandenen Wachstumsimpulse dazu allein nicht ausreichen. Für den Strom ist in Abbildung 4.13 zusätzlich das noch durch Wasserkraft erschließbare Potenziale angegeben (welches auch die vom EEG derzeit nicht geförderte „große“ Wasserkraft einschließt). Ersichtlich ist, dass der Großteil des angestrebten Zuwachses durch andere REG-Quellen, bis 2010 vorzugsweise von der Biomasse, erbracht werden muss [Nitsch 1999]. Auch muss der Beitrag zur Wärmeversorgung deutlich wachsen, wenn der Primärenergieanteil verdoppelt werden soll. Für den REG-Wärmebereich gibt es jedoch (noch) keine dem EEG adäquaten Förderinstrumente. Zubauszenarien für REG, die sich u.a. auch an diesen Zielsetzungen orientieren, werden in Abschnitt 5.3 vorgestellt und diskutiert.

5 Potenziale der Bereitstellung von Strom und Wärme

5.1 Potenziale und Beiträge der Kraft-Wärme-Kopplung

5.1.1 Referenztechniken

Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen stehen heute in einem breiten Leistungsspektrum zur Verfügung. Es reicht von etwa 5 kW_{el} bei so genannten Kleinst- oder Mini-Blockheizkraftwerken (BHKW) bis hinauf zu mehreren hundert Megawatt bei großen Dampf- oder GuD-Kraftwerken. Der untere Rand des Spektrums wird durch **Motor-BHKW** abgedeckt, wobei Mini-BHKW, die erst seit etwa 3 Jahren auf dem Markt sind, heute noch die Ausnahme darstellen. Traditionell liegen die Leistungen eher im Bereich von etwa 50 kW_e bis zu 5 MW_e (Obergrenze bei Mehrmodul-Anlagen 50 MW_e). Normalerweise werden Motor-BHKW mit Erdgas oder Heizöl betrieben, in geringerem Umfang werden aber auch Klärgas, Biogas aus der Landwirtschaft und Rapsöl verstromt. Ein wesentliches Einsatzgebiet liegt in der objektorientierten Versorgung, wobei jene Anwendungen besonders interessant sind, die über das Jahr hinweg einen relativ konstanten Wärmebedarf aufweisen, wie etwa Krankenhäuser, Schwimmbäder oder Gewerbe- und Industriebetriebe. Das Temperaturniveau der ausgekoppelten Wärme, das bei etwa 70-90 °C liegt, begrenzt dabei allerdings die industrielle Nutzung zur Prozesswärmebereitstellung. Das zweite Anwendungsgebiet von BHKW sind Nahwärmeversorgungen, über die je nach Randbedingungen nur einige wenige Gebäude aber auch ganze Quartiere und Stadtteile versorgt werden können. Häufig handelt es sich um eine Durchmischung von öffentlichen, gewerblichen und Wohngebäuden, teilweise werden aber auch reine Wohnsiedlungen versorgt. Die elektrischen Wirkungsgrade von Motor-BHKW erreichen bei Kleinanlagen 50 kW_{el}/ 90kW_{th}) etwa 32 %, bei mittelgroßen Anlagen (500 kW_{el} / 700 kW_{th}) 37 % und bei großen Anlagen (5.000 kW_{el} / 5.500 kW_{th}) bis zu 44 %. Durch die Wärmenutzung lässt sich der Gesamtwirkungsgrad auf etwa 88% erhöhen. Der Entwicklungstrend bei Motor-BHKW ist in den vergangenen Jahren hin zu kleinen Anlagen mit wenigen kW_{el} Leistung gegangen. Gleichzeitig wurde die technische Zuverlässigkeit (Ausfallsicherheit) erhöht. Motor-BHKW, die üblicherweise mit Vollwartungsverträgen betrieben werden, erreichen heute auch bei Kleinanlagen 95 % Ausfallsicherheit und mehr.

Gasturbinenanlagen werden bisher im Leistungsbereich von 250 kW_e bis 250 MW_e angeboten, wobei seit etwa 2 Jahren auch sog. Mikro-Gasturbinen mit Leistungen bis hinunter zu 26 kW_e am Markt verfügbar sind. Typische Anlagengrößen liegen bislang zwischen 500 kW_e und 50 MW_e. Der erzielbare elektrische Wirkungsgrad hängt dabei von der Bauart und Größe ab und bewegt sich zwischen 18 % bei kleineren und 40 % bei großen Anlagen. Der Gesamtwirkungsgrad bei einer Nutzung der Abwärme liegt mit 88 % auf dem Niveau der Motor-BHKW. Gasturbinen werden nahezu ausschließlich mit Erdgas betrieben (in Einzelfällen zeitweise auch mit Heizöl). Die Verbrennung anderer Brennstoffe wie Kohlegas ist zwar ebenfalls möglich, häufig jedoch wirtschaftlich nicht attraktiv oder technisch noch nicht ausgereift (u.a. auch Holzvergasung im Leistungsbereich unter 1 MW_{th}). Der Hauptanwendungsbereich von Gasturbinen ist in der Industrie (s.a. Abschnitt 4.3), wo die Hochtemperaturabwärme als Prozesswärme (bis etwa 400 °C) genutzt werden kann. Für die öffentliche oder kommunale Versorgung, bei der die Wärmenetze üblicherweise mit Vorlauftemperaturen von 80° bis etwa 110 °C (Fernwärme) betrieben werden, kommen die hohen Abgastemperaturen nicht zum Tragen. Wegen des teuren Brennstoffes werden Gasturbinen hier normalerweise nur als Spitzenlastkraftwerke eingesetzt oder aber – und dies ist vor allem für die künftige Entwicklung von Bedeutung – in GuD-Anlagen, in denen die heißen Abgase der Gasturbinen für einen nachgeschalteten Dampfkraftprozess zur zusätzlichen Stromerzeugung genutzt werden. Die Entwicklung von GuD-Anlagen hat in den 90er-Jahren erhebliche Fortschritte gemacht. Dies betrifft sowohl die erreichten elektrischen Wirkungsgrade von deutlich über 50 % (Spitzenwerte bei großen Anlagen liegen derzeit bei 56 %) als auch

die Kosten. Die Investitionskosten von GuD-Kraftwerken sind zwar nach wie vor höher als von Gasturbinen oder Dampfkraftwerken, dies kann jedoch häufig durch den höheren elektrischen Output kompensiert werden, so dass GuD-Kraftwerke inzwischen nennenswert zur Strom- und Fernwärmeerzeugung in Deutschland beitragen. Zudem werden die Anlagen heute auch in relativ kleinen Leistungseinheiten mit 5-10 MW_e angeboten und verdrängen zunehmend Gasturbinen und Verbrennungsmotoren. Der Neubau von reinen Gasturbinen-Heizkraftwerken wird deshalb künftig kaum noch eine Rolle spielen.

Dampfkraftwerke stellen heute in Baden-Württemberg drei Viertel des elektrischen Stromes bereit und decken den weitaus größten Anteil der Fernwärme. Auch in der Industrie basiert die KWK überwiegend auf Dampfkraftprozessen (s. Abschnitt 4.3). Aufgrund der Verfügbarkeit von Erdgas und der stark gesunkenen Kosten für GuD-Anlagen kann für die Zukunft erwartet werden, dass reine Dampfkraftwerke aus wirtschaftlichen Gründen nur noch als große Kohlekraftwerke (ab etwa 500 MW_e) realisiert werden, die als Grundlastkraftwerke eingesetzt werden, um durch hohe Vollastbenutzungsstunden den Kostenvorteil des Brennstoffes Kohle zu nutzen. Die Effizienz bestehender Anlagen kann erhöht werden, indem einem bereits vorhandenen Dampferzeuger eine Gasturbine vorgeschaltet wird (sog. Kombiblock). Je nach Größe der Gasturbine bzw. der zur Dampferzeugung bereitgestellten Abwärme erfordert dies einen Brennstoffwechsel von Kohle zu Gas, so dass im Grenzfall ein Kohle-Dampfkraftwerk zu einem Erdgas-GuD-Kraftwerk umgerüstet wird. Möglich ist es aber auch, dass eine aus Gasturbine und Dampferzeuger bestehende Einheit einem bestehenden Dampferzeuger parallel geschaltet wird (Verbundblock). Diese Verbundvariante erlaubt einen eigenständigen Einsatz der ergänzten bzw. der ursprünglich vorhandenen Anlage. Sie wird bei Steinkohle-Heizkraftwerken aus thermodynamischen und wirtschaftlichen Gründen vorgezogen. Bei einem feuerungstechnischen Parallelbetrieb der beiden Anlagenteile mit wasserdampfseitigem Verbund ergibt sich der Wirkungsgrad als leistungsanteilig ermittelter Wirkungsgrad des GuD-Prozesses und des direkt befeuerten Dampferzeugers [UBA 2000].

Entsprechend der Zielsetzung der vorliegenden Untersuchung ist es sinnvoll, auch **neuere Entwicklungen** zu berücksichtigen, die erst längerfristig praktische Bedeutung erlangen können. Für den Bereich der Großkraftwerke kommt z.B. die Vergasung von Steinkohle (Integrated Coal Gasisification Combined Cycle IGFCC) oder Braunkohle (Kobra) in Frage. Von Interesse sind aber vor allem auch die dezentralen KWK-Technologien. Hier sind in erster Linie Brennstoffzellenanlagen, Stirling-BHKW und Mikro-Gasturbinen zu nennen (vgl. **Abbildung 5.1**). Für die Systeme sprechen nicht nur technische (u.a. hohe elektrische Wirkungsgrade) und ökologische (geringe Schadstoffemissionen) Eigenschaften und die Aussicht, dass sie mittelfristig auch kostenmäßig mit konventionellen Versorgungsalternativen konkurrieren können, sondern auch, dass sich dadurch eventuell neue Anwendungsbereiche der KWK erschließen lassen. Dies gilt besonders für kleine Brennstoffzellen- und Stirling-BHKW, mit denen das Leistungsspektrum der KWK bis hinunter zu etwa 2 kW elektrisch erweitert werden kann. Sie bieten damit die Möglichkeit, große Anwendungspotenziale im Bereich der Ein-, Zwei- und kleineren Mehrfamilienhäuser zu erschließen (s. Abschnitt 5.1.2).

BZ Stirl GT 01.PRZ

Abbildung 5.1: Brennstoffzellen- (links), Stirling-BHKW (Mitte) zur Hausenergieversorgung und Mikro-Gasturbine mit 26 kW_e (rechts) (Fotos v.l.n.r.: Fa. Vaillant, Fa. Solo, Fa. G.A.S.)

Um zukünftige Entwicklungspfade der KWK in Baden-Württemberg beschreiben und beurteilen zu können, ist es sinnvoll eine begrenzte Anzahl von Referenzsystemen mit ihren technischen, ökonomischen und ökologischen Eigenschaften zu definieren. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass die Auslegung von KWK-Anlagen und deren Betriebsstrategie von zahlreichen Faktoren abhängt:

- Höhe und zeitlicher Verlauf des Wärme- und Strombedarfes der zu versorgenden Objekte (Art, Alter, Gebäudetyp- und -größe, Nutzerstruktur usw.),
- technische Charakteristika der eingesetzten Systeme (thermische/elektrische Leistungen, Wirkungsgrade, Teillastverhalten, Regelbarkeit, Betriebsgrenzen, Eigenschaften der Wärmeverteilnetze usw.)
- ökonomische Randbedingungen (Investitions-, Brennstoff- und sonstige Betriebskosten von KWK-Anlagen, Kosten der Wärmeverteilung, Wärmegutschriften und Erlöse für die Stromeinspeisung, Kosten des Reststrombezuges, Kalkulationszinssatz, Nutzungsdauern usw.
- ökologische Eigenschaften der Systeme (insbesondere Roh- und Reingasemissionen von Luftschadstoffen, Emission von Treibhausgasen)

Insofern ist immer ein Kompromiss zwischen ökonomischen, technischen und ökologischen Anforderungen zu finden. Exemplarisch verdeutlicht dies **Abbildung 5.2** anhand einer typischen Auslegung eines BHKW für ein größeres Wohngebäude.

Aufgrund der Form der Jahresdauerlinie des Wärmebedarfes (hierbei sind die stündlich nachgefragten Wärmemengen in einem Jahr nach ihrer Höhe geordnet) wird hier ein BHKW mit 2 Modulen eingesetzt, die je nach Wärmebedarf kombiniert werden. Durch einen wechselnden Einsatz der Motoren wird über das Jahr hinweg eine relativ hohe Auslastung der gesamten Anlage erreicht, die für einen wirtschaftlichen Betrieb unerlässlich ist. Im Standardfall werden 70-80 % des Jahreswärmebedarfes (Fläche unter der Jahresdauerlinie) aus KWK-Wärme gedeckt, der Rest aus einem Spitzenkessel. Die installierte Wärmeleistung des BHKW beträgt dabei etwa 30 % des maximalen Bedarfes. Je nach den im Einzelfall herrschenden Randbedingungen kann das BHKW allerdings auch anders dimensioniert werden. Eine größere installierte KWK-Leistung hat dabei den Vorteil, dass ein größerer Teil des Wärmebedarfes aus KWK gedeckt wird, die wirtschaftliche Situation verschlechtert sich aber dadurch (und umgekehrt).

Für die vorliegende Untersuchung werden für die dezentrale KWK im Leistungsbereich von 2 kW bis etwa 10 MW elektrisch insgesamt 20 Referenzsysteme definiert. Sie sind in **Tabelle 5.1** nach Anwendungsbereichen zusammengestellt. Eine ausführliche Darstellung aller Annahmen und Ergebnisse findet sich im Anhang. Die Referenztechniken zu großen Heizkraftwerke im Leistungsbereich über 10 MW, die primär in der Fernwärmeversorgung eingesetzt werden, finden sich im Anhang.

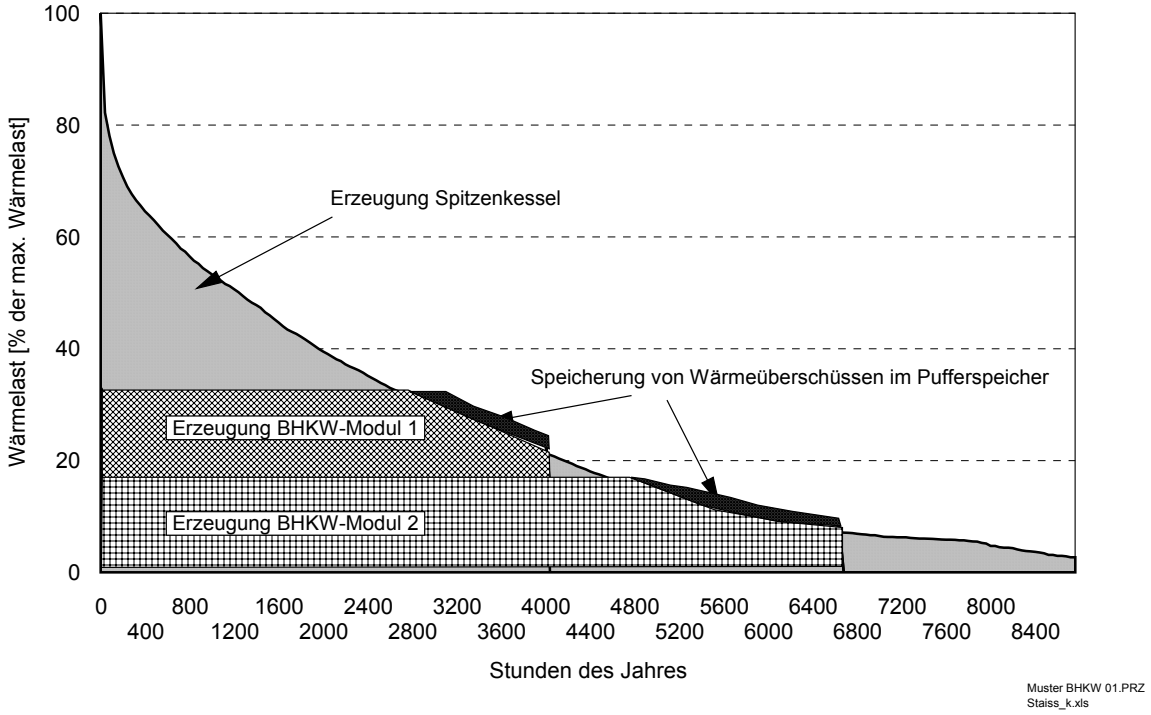


Abbildung 5.2: Beispiel einer Standardauslegung für ein Motor-BHKW in größeren Wohngebäuden

Tabelle 5.1: Übersicht über die berücksichtigten Referenzsysteme im Bereich der dezentralen KWK (s.a. Anhang)

Systeme und Leistungsklassen	Technologie	Anwendungsbereiche
Kleinst –BHKW 2 kW_e, 5 kW_e, 10 kW_e	Motor-BHKW Stirling-BHKW Brennstoffzellen-BHKW	größere bzw. mehrere Ein- und Zweifamilienhäuser in Mikronetzen, kleine und mittelgroße Mehrfamilienhäuser, kleinere und mittelgroße öffentliche und gewerblich genutzte Gebäude
größere objektorientierte KWK-Anlagen 30 kW_e, 200 kW_e	Motor-BHKW, Brennstoffzellen-BHKW	große Mehrfamilienhäuser, öffentliche und gewerblich genutzte Gebäude
Nahwärmesysteme 200 kW_e, 1.000 kW_e, 10.000 kW_e	Motor-BHKW Brennstoffzellen-BHKW	Wohnsiedlungen mit öffentlichen Gebäuden
Industrie 100 kW_e, 200 kW_e, 1.000 kW_e, 9.000 kW_e	Motor-BHKW Brennstoffzellen	größere Betriebe mit Prozesswärmebedarf

Für die fossilen Anlagen wird einheitlich davon ausgegangen, dass als Brennstoff Erdgas eingesetzt wird. Darüber hinaus werden zwei Systeme auf der Basis von Biomasse berücksichtigt: Ein Holzheizkraftwerk mit 2,4 MW_e in einem größeren Nahwärmenetz und ein Klärgas-BHKW mit 84 kW_e (weitere Anlagen zur Biomasse-KWK sind im Anhang beschrieben). Die Auslegung der Anlagen erfolgt so, dass einerseits eine möglichst hohe Deckung des Wärmebedarfes erreicht wird, andererseits die Strom- bzw. Wärmegestehungskosten nicht zu hoch werden. Üblicherweise erreichen die Anlagen dabei mindestens 4.500-5.000 Volllastbenutzungsstunden pro Jahr. In die Investitions-, Brennstoff- und sonstigen Betriebskosten wurden alle Systemkomponenten einbezogen, die für das Erbringen der Energiedienstleistung erforderlich sind, d.h. neben den KWK-Anlagen selbst, der Spitzenkessel, die Einbindung in das Wärmesystem und bei Nahwärmenetzen die Kosten bzw. energetischen Verluste für das Wärmeverteilnetz einschließlich der Wärmeübergabestationen. Die Kalkulation der Energiegestehungskosten erfolgt auf der Basis einer Nutzungsdauer von einheitlich 15 Jahren und einem Zinssatz von 6% p.a., wobei für Kleinst-BHKW bis etwa 30 kW_e, Brennstoffzellen-BHKW und Biomasse-KWK-Anlagen eine Zinsverbilligung von 3 % angesetzt wird, wie sie heute in etwa im Rahmen der Förderprogramme des Bundes und des Landes gewährt wird. Hinsichtlich der Brennstoffkosten wird angenommen, dass alle fossilen Systeme die Voraussetzungen erfüllen, um in den Genuss der Mineralölsteuererstattung zu kommen (derzeit 0,32 Pf je kWh_{Ho} Erdgas wenn ein Monatsnutzungsgrad von mindestens 70% erreicht wird), wobei dies entsprechend der gesetzlichen Regelungen nur für Anlagen mit einer Leistung bis 2 MW_e gilt. Analog wird angenommen, dass alle Anlagen bis zu einer Leistung von 2 MW_e von der Stromsteuer (ab 1.1. 2002 3,5 Pf/kWh_e) befreit sind. Auf der Ertragsseite wird bei der Ermittlung der anlegbaren Wärmepreise von den Kosten eines alternativen Heizungssystems auf Erdgasbasis ausgegangen, wobei die Preise je nach Anwendungsbereich differieren. Dies gilt ebenso für die Strompreise bzw. die vermiedenen Strombezugskosten für den selbstgenutzten KWK-Strom (z.B. bei privaten Haushalten für heutige Systeme 25 Pf/kWh, in der Industrie 11 Pf/kWh).

Die Systeme werden wärmegeführt betrieben (Ausnahme Klärgas-BHKW), so dass ein bestimmter Anteil der Stromproduktion ins öffentliche Stromnetz eingespeist wird. Bei den Biomasseanlagen werden dafür die derzeit geltenden Vergütungssätze nach dem Erneuerbare Energien-Gesetz angesetzt (derzeit 15 Pf/kW_e für das Klärgas-BHKW und 18,5 Pf/kWh_e für das Holzheizkraftwerk). Für die fossil betriebenen Anlagen ist bereits die Bonusregelung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes berücksichtigt /KWK-Gesetz 2001/, dass voraussichtlich zum 1. Januar 2002 in Kraft treten wird: Ziel des Gesetzes ist der „befristete Schutz und die Modernisierung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie der Ausbau der Stromerzeugung in kleinen Blockheizkraftwerken und die Markteinführung der Brennstoffzelle im Interesse der Energieeinsparung, des Umweltschutzes und der Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung“ (§1 KWKG). Zentrales Förderelement ist eine Bonusregelung für Strom, der aus KWK-Anlagen ins öffentliche Stromnetz eingespeist wird. Vom Netzbetreiber ist neben dem „üblichen Strompreis“ ein Zuschlag zu gewähren, der im Rahmen einer bundesweiten Ausgleichsregelung auf die Stromverbraucher umgelegt wird. Die Höhe der Zuschläge für die einzelnen KWK-Kategorien ergibt sich aus **Tabelle 5.2**. Die Bundesregierung behält sich allerdings vor, ggf. die Höhe und Laufzeit der Zuschläge an veränderte wirtschaftliche Rahmenbedingungen (Strom- und Brennstoffpreise) anzupassen.

Über die Bonusregelung sollen bestehende und neue KWK-Anlagen bis zum Jahr 2010 bundesweit mit etwa 8,7 Mrd. DM unterstützt werden, wovon 700 Mio. DM speziell für den Ausbau kleiner BHKW vorgesehen sind. Vom Gesetz werden alle KWK-Anlagen auf der Basis fossiler Energien und Abfall erfasst. Ausgenommen sind Biomasseanlagen, die in den Geltungsbereich des Erneuerbare Energien-Gesetzes fallen.

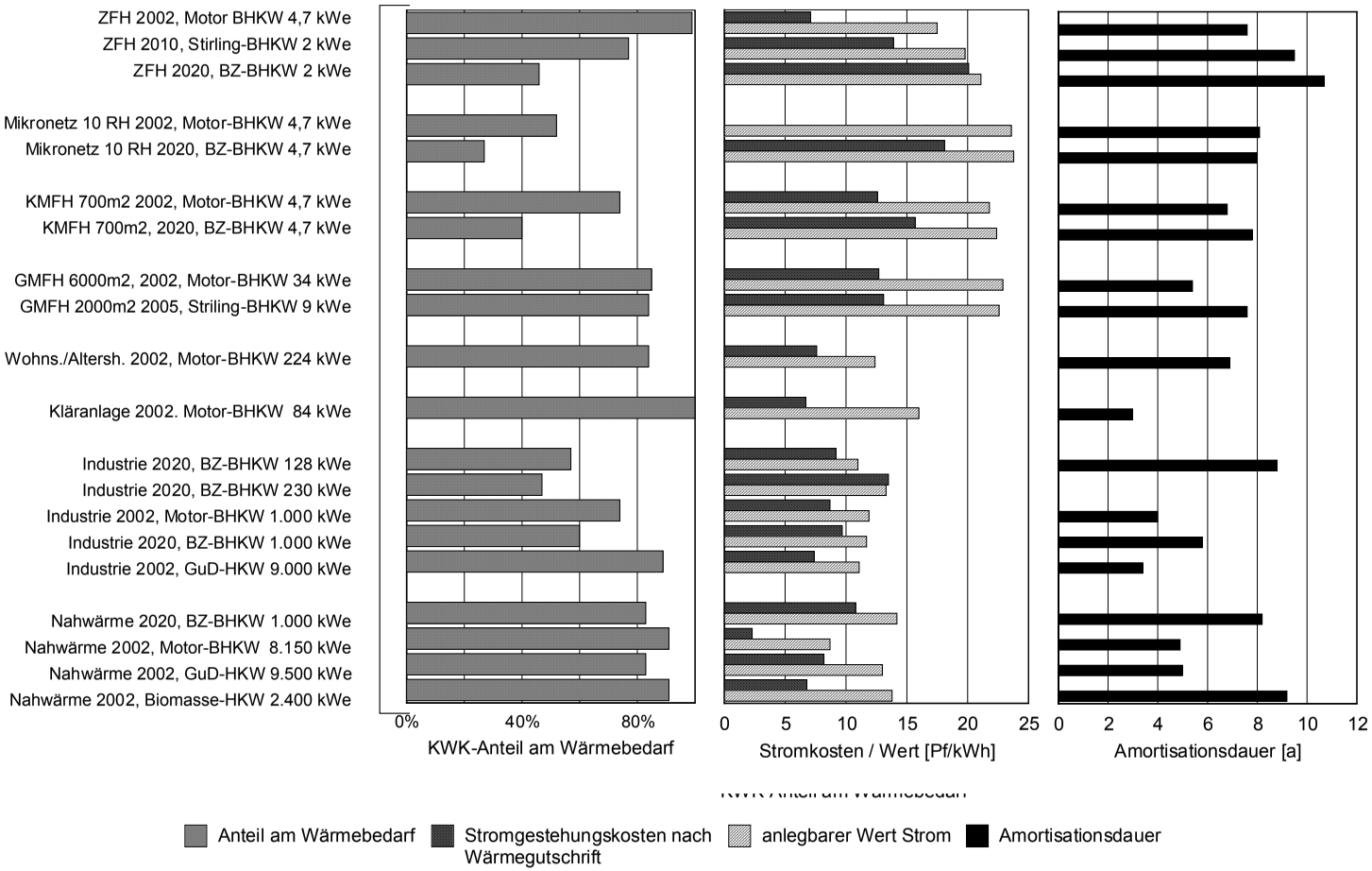
Tabelle 5.2: Zuschläge für KWK-Anlagen nach dem KWK-Gesetz in EuroCent (Stand August 2001; KWK-Gesetz 2001)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
alte Bestandsanlagen (Inbetriebnahme vor dem 31.12.1989)	1,53	1,53	1,38	1,38	0,97				
neue Bestandsanlagen (Inbetriebnahme oder Modernisierung nach dem 1.1.1990)	1,53	1,53	1,38	1,38	1,23	1,23	0,82	0,56	
modernisierte oder durch neue Anlagen ersetzte alte Bestandsanlagen, die nach dem 1.1.2002 wieder in Betrieb genommen werden)	1,53	1,53	1,38	1,38	1,23	1,23	1,05	1,05	0,92
neue kleine Blockheizkraftwerke (bis 2 MW_e)	2,56	2,56	2,40	2,40	2,25	2,25	2,10	2,10	1,94
neue Brennstoffzellenanlagen	5,0 für einen Zeitraum von 10 Jahren ab Inbetriebnahme								

Neben den Referenzsystemen, die den heutigen Stand repräsentieren, werden zukünftige Systeme für die Jahre 2010 und 2020 definiert. Für die heute bereits vorhandenen Systeme sind dabei noch gewisse technische Verbesserungen und Kostensenkungen unterstellt. Es wird aber auch davon ausgegangen dass neue Systeme wie Stirling-Motoren und Brennstoffzellen zur Verfügung stehen, die heute noch nicht als Standardsysteme angeboten werden. Hier wird beispielsweise angenommen, das sich die Systemkosten bei kleinen Brennstoffzellenanlagen für die Hausenergieversorgung mit 2 kW_e (PEM) auf 14.000 DM/kW_e reduzieren lassen, bei größeren Anlagen im Bereich von 100 kW_e (MCFC) auf 4.500 DM/kW_e und bei großen Systemen ab 1 MW_e (SOFC) auf etwa 2.000 DM/kW_e und dass die Anlagen Nutzungsdauern von 80.000-100.000 Betriebsstunden bei elektrischen Wirkungsgraden von 36% bei den Kleinstanlagen und bis zu 50% bei den großen BHKW erreichen. Die Brennstoff- und Strompreise orientieren sich an den in Abschnitt 6.1.3 beschrieben Szenarien (untere Preisvariante). Alle übrigen Annahmen entsprechen dem heutigen Status.

Entscheidend für die zukünftige Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung ist die Frage, in wieweit sich die Anlagen rentabel betreiben lassen. Die Übersicht in **Abbildung 5.3** zeigt dazu die Stromgestehungskosten der Referenzsysteme (nach Wärmegutschrift) im Vergleich zum anlegbaren Wert für den erzeugten Strom, der sich als gewichteter Mittelwert aus den jeweils vermiedenen Strombezugskosten und Einspeiseerlösen ergibt. Unter den getroffenen Annahmen und Auslegungsparametern (s. dazu die Angaben zu den Deckungsgraden beim Wärmebedarf der zu versorgenden Objekte) ist im Prinzip ein wirtschaftlicher Betrieb für alle Referenzsysteme möglich.

Beachtet werden muss dabei aber, dass in der Praxis häufig sehr viel kürzere wirtschaftliche Amortisationszeiten gefordert werden, die maximal 5 Jahre betragen. Insofern verwundert es nicht, dass viele der vermeintlich wirtschaftlich tragfähigen Projekte nicht realisiert werden. Die geforderten kurzen Amortisationszeiten hängen nach wie vor mit unsicheren Erwartungen zur künftigen Kosten- und Ertragslage zusammen. Von der Liberalisierung des deutschen Gasmarktes können zwar für einzelne Bereiche (speziell bei kleineren gewerblichen Abnehmern und öffentlichen Einrichtungen) Kostensenkungen erwartet werden, andererseits bestehen Risiken, die sich aus der Entwicklung der Rohölpreise ergeben, zumindest so lange der Erdgaspreis an den Rohölpreis gekoppelt ist. Erschwerend kommt derzeit hinzu, dass trotz der Bonusregelung im KWK-Gesetz unsicher ist, wie sich die Basisvergütung entwickeln wird. Wie wichtig es ist, belastbare Informationen über die Entwicklung der Brennstoffkosten bzw. den anlegbaren Wert für die erzeugte Elektrizität zu haben, zeigt **Abbildung 5.4** anhand eines typischen Beispiels.



ZFH = Zweifamilienhaus, RH = Reihenhaus, KMFH = kleines Mehrfamilienhaus, GMFH = großes Mehrfamilienhaus
BZ = Brennstoffzellen, HKW = Heizkraftwerk

KWK Referenzsysteme 1 01.PRZ

Abbildung 5.3: Kenngrößen für die betrachteten Referenzsysteme: KWK-Deckungsanteil des Wärmebedarfes, Stromgestehungskosten nach Wärmegutschrift und anlegbarer Wert für den erzeugten KWK-Strom sowie wirtschaftliche Amortisationsdauer

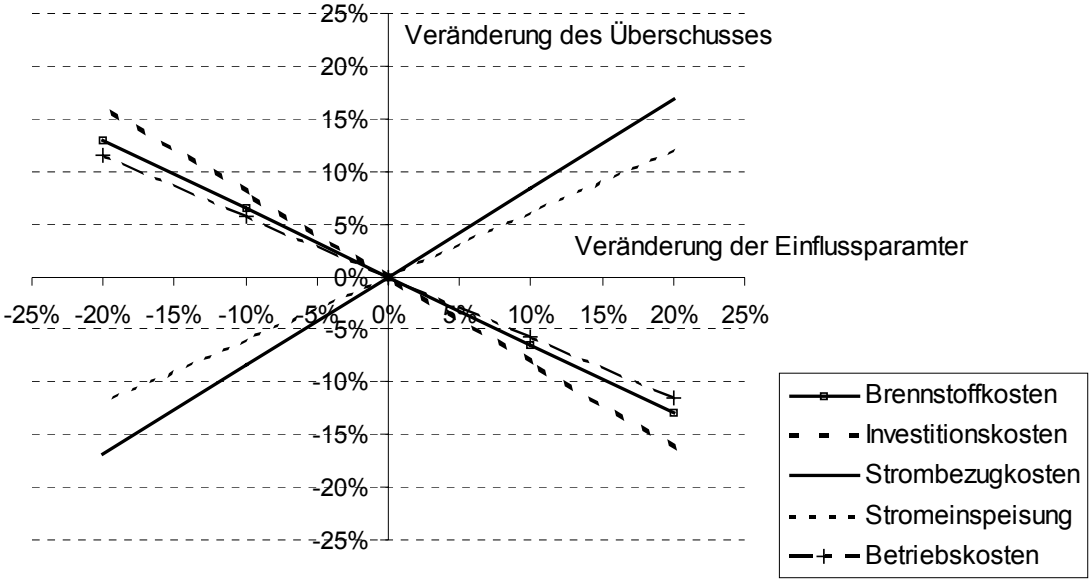
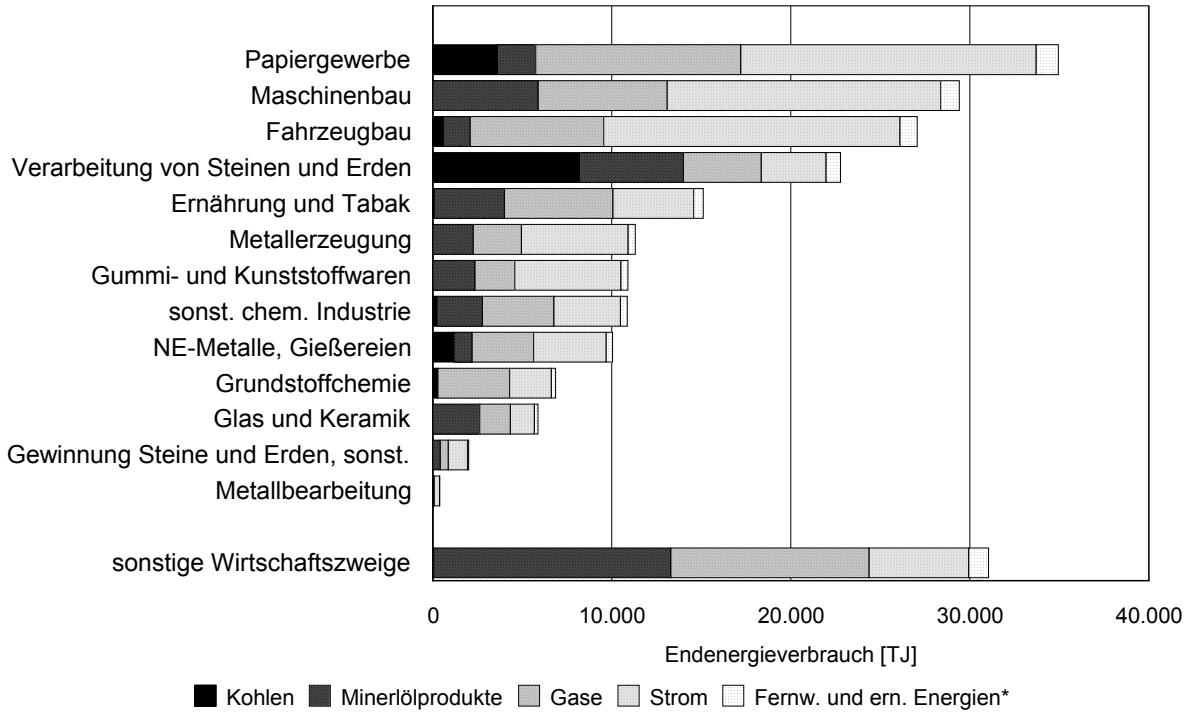


Abbildung 5.4: Veränderung des jährlichen Überschusses von KWK-Anlagen bei Variation wichtiger Einflussparameter am Beispiel der Versorgung eines Wohngebietes mit einem Motor-BHKW (224 kW_e)

Danach sinkt der Jahresüberschuss bei einem Anstieg der Brennstoffkosten von 20 % um 13 % bzw. bei einer um 20 % geringen Einspeisevergütung für den produzierten Strom um 17 %. Preisänderungen von 20 % bedeuten allerdings lediglich einen Anstieg des Erdgaspreises von etwa 1 Pf/kWh bzw. eine Abnahme der Einspeisevergütung von 2 Pf/kWh.

5.1.2 Nutzungspotenziale der Kraft-Wärme-Kopplung

Der Endenergieverbrauch in der **Industrie**, d.h. des Verarbeitenden Gewerbes und des Bergbaus betrug im Jahr 1999 210,1 PJ (vgl. **Abbildung 5.5**). Davon entfallen auf Strom 41,9 %, Gase 31,1 %, Mineralölprodukte 16,3 %, Kohlen 6,9 %, Fernwärme 3,6 % sowie auf erneuerbare Energien 0,2 % /Energiebericht 2000/. Die Strombereitstellung aus industrieller KWK belief sich für 1999 auf etwa 2,9 TWh_e, die Wärmebereitstellung auf 4,9 TWh_{th} . Daraus errechnet sich eine mittlere Stromkennzahl von 0,58.



*anteilig den Sektoren zugeordnet

Struktur Endverbr Industrie BW 01.PRZ

Abbildung 5.5: Struktur des Endenergieverbrauches im Verarbeitenden Gewerbe Baden-Württembergs 1999 (einschl. Gewinnung von Steinen und Erden sowie sonst. Bergbau) /Energiebericht 2000/

Für die Abschätzung des zusätzlichen KWK-Potenziales wird angenommen, dass die anfallende Wärme zur Deckung des Bedarfes an Warmwasser, Raumwärme und Prozesswärme bis maximal 400 °C genutzt werden kann[19]. Für die Bedarfsstruktur in den einzelnen Branchen kann auf ein Erhebung des Fraunhofer-Instituts Systemtechnik und Innovationsforschung (FhG-ISI) aus dem Jahr 1999 zurückgegriffen werden, die den Status für das Jahr 1995 auf Bundesebene beschreibt (vgl. **Abbildung 5.6**).

[19] Die Potenziale, Abwärme aus Hochtemperaturprozessen zur Stromerzeugung zu nutzen (z.B. mittels ORC-Prozessen), wurden nicht quantifiziert.

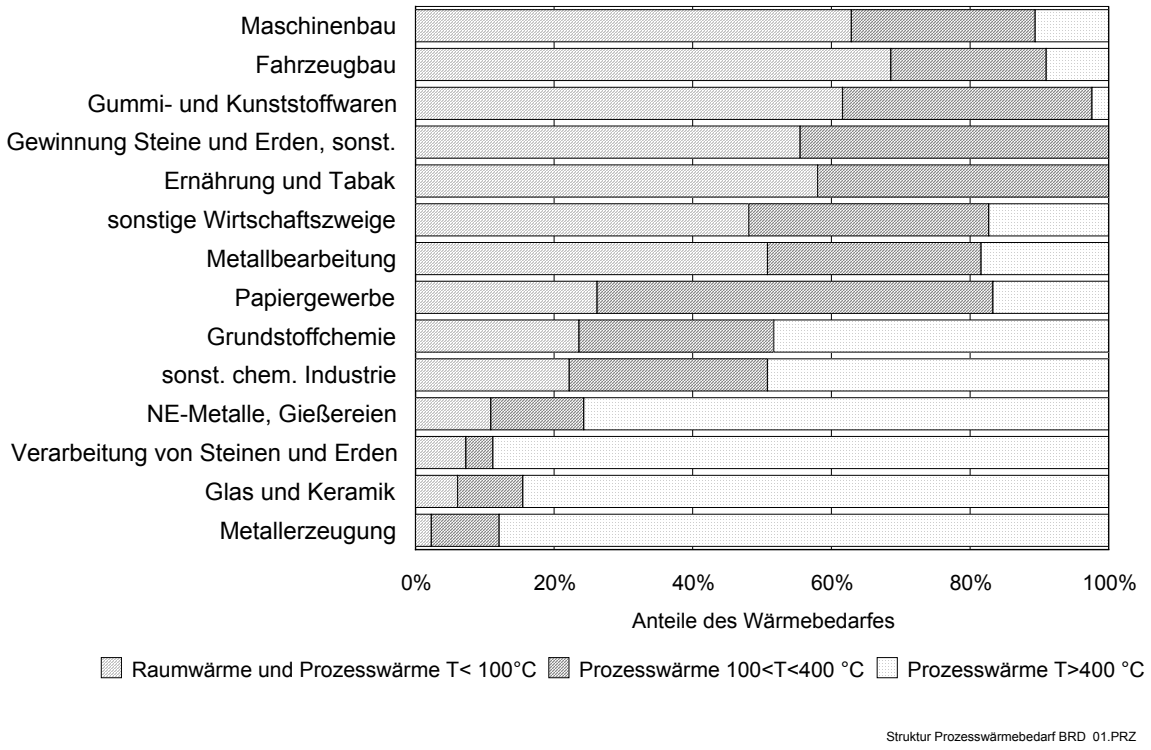


Abbildung 5.6: Struktur des Prozesswärmebedarfes im Verarbeitenden Gewerbe in Deutschland 1995 ohne Strom (einschl. Gewinnung von Steinen und Erden sowie sonst. Bergbau), Quelle: FhG-ISI

Unterstellt man, dass sich diese Bedarfsstruktur auch auf Baden-Württemberg übertragen lässt, so ergibt sich aus der Verknüpfung mit der Branchenstruktur in Abbildung 5.5 ein Endenergiebedarf für Wärme unter 400 °C in der Größenordnung von 86 PJ bzw. 23,9 TWh_{th} (vgl. **Abbildung 5.7**), wovon heute durch Fernwärme 7,6 PJ und durch erneuerbare Energien 0,4 PJ gedeckt werden (der Endenergiebedarf für höhere Temperaturen beläuft sich auf 46 PJ; hinzu kommt ein Strombedarf zur Erzeugung von Prozesswärme von schätzungsweise 3,2 TWh_e).

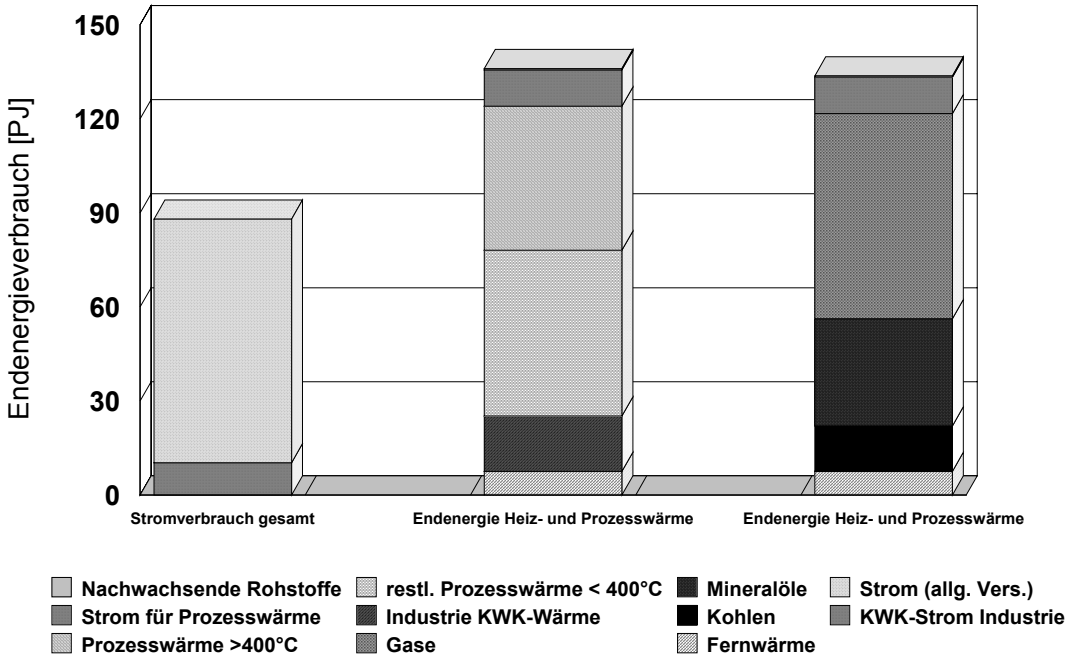


Abbildung 5.7: Struktur des Endenergieverbrauches im Verarbeitenden Gewerbe Baden-Württembergs 1999 (einschl. Gewinnung von Steinen und Erden sowie sonst. Bergbau)

Bei einem angenommenen Jahresnutzungsgrad der thermischen Anlagen von durchschnittlich 80 % entspricht dies einem Nutzwärmebedarf von 62,5 PJ, wovon 17,6 PJ aus industrieller KWK bereitgestellt werden. Damit verbleibt unter den heutigen Bedarfsstrukturen (zur zukünftigen Entwicklung des Energieverbrauchs in der Industrie s. Abschnitt 3) ein zusätzliches Potenzial für industrielle KWK in Höhe von 45 PJ bzw. 12,5 TWh Nutzwärme. Beachtet werden muss dabei allerdings, dass industrielle KWK-Anlagen häufig so ausgelegt werden, dass sie etwa 70 % zur Deckung des Wärmebedarfes beitragen (vgl. Abschnitt 5.1.1). Unter dieser Restriktion reduziert sich das Zubaupotenzial auf bzw. 8,7 TWh_{th}. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass KWK-Anlagen wegen des fehlenden Prozesswärmebedarfes nicht in allen Betrieben eingesetzt werden können. Um diesen Faktor in erster Näherung zu quantifizieren, lassen sich zum Beispiel die Betriebsgrößenstruktur des Statistischen Bundesamt (für Deutschland, vgl. **Abbildung 5.8**) und der durchschnittliche Energiebedarf je Beschäftigten heranziehen. Nach Angaben des FhG-ISI beträgt der Stromverbrauch je Beschäftigten in der baden-württembergischen Industrie 15,3 MWh/a (übrige Endenergie 21,2 MWh). Statistisch gesehen würde der Bedarf eines Betriebes mit 20 Mitarbeitern also gut 300 MWh_e/a betragen und wäre durch ein BHKW mit 60 kW_e bei 5.000 Benutzungsstunden zu decken (analog gilt dies für die einzelnen Branchen). Praktisch ist dies jedoch nicht der Fall. Geht man für eine eher konservative Abschätzung des technisch-strukturellen Potenzials deshalb davon aus, dass sämtliche Kleinbetriebe unter 20 Beschäftigte für eine KWK-Stromerzeugung nicht in Frage kommen, so reduziert sich das Zubaupotenzial nochmals um etwa 6 % (wird zusätzlich die Hälfte aller Betriebe mit 20 bis 100 Beschäftigten ausgenommen, beträgt die Reduktion etwa 16 %).

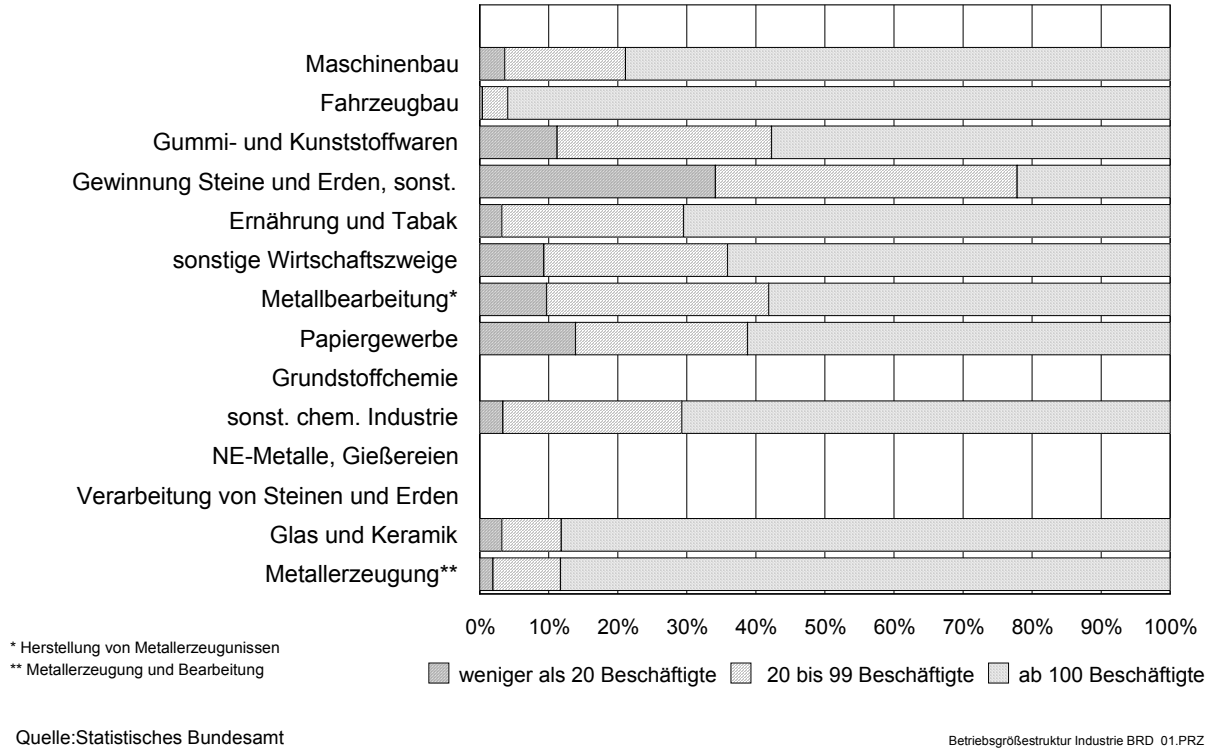


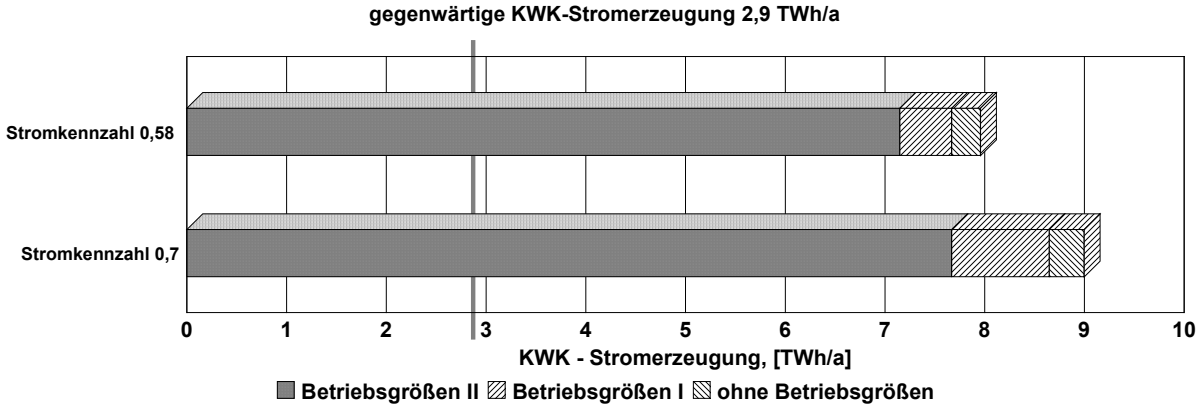
Abbildung 5.8: Betriebsgrößenstruktur im Verarbeitenden Gewerbe sowie Gewinnung von Steinen und Erden in der BRD 1997 (ohne Handwerk) /Stat BuA 1999/

Unter Berücksichtigung der Betriebsgrößen ergibt sich somit ein ausschöpfbares KWK-Potenzial in der Industrie in der Größenordnung von etwa 7,3-8,2 TWh_{th}. Bei der gegenwärtigen Struktur der Industrie-KWK (mittlerer Jahresnutzungsgrad 0,83 %, Stromkennzahl 0,58, 3.800 Volllastbenutzungsstunden) entspricht dies einer zusätzlichen KWK-Stromproduktion von 4,2-4,8 TWh_e bzw. einer entsprechenden Leistung zwischen 1.120 und 1.250 MW_e (Ist 1999: 745 MW_e). Sofern sich die Stromkennzahl künftig durch technische Maßnahmen auf durchschnittlich 0,7 erhöhen lässt, steigt das Zubaupotenzial auf bis zu 6,1 TWh_e bzw. 1.500 MW elektrische Leistung. Unterstellt ist dabei allerdings, dass ein uneingeschränkter Absatz von Überschussstrom ins Netz möglich ist und keine weiteren technischen, wirtschaftlichen oder sonstigen Restriktionen bestehen.

Unter den getroffenen Annahmen ergibt sich das in **Abbildung 5.9** dargestellte Gesamtpotenzial für die objektbezogene, industrielle KWK (ohne Berücksichtigung industriell-kommunaler Energieverbünde und einer möglichen Einbindung kleinerer Gewerbebetriebe in kommunale Nahwärmenetze). Es bewegt sich im Bereich von 7 und 9 TWh, was etwa 10-12,5 % der gegenwärtigen Strombereitstellung in Baden-Württemberg entspricht.

Zur Ermittlung des Potenzials der **Siedlungs-KWK** kann auf die Studie „Wirtschaftliches und ausschöpfbares Potenzial der Kraft-Wärme-Kopplung in Baden-Württemberg“ [KWK 1994] zurückgegriffen werden, die 1994 im Auftrag des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg durchgeführt wurde. Ausgangspunkt ist der Nutzwärmebedarf der Wohn- und Nichtwohngebäude zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung, der sich 1999 auf 362 PJ bzw. 100 TWh_{th} belief. Bei der Potenzialermittlung muss allerdings berücksichtigt werden, dass der Wärmebedarf von Gebäuden aufgrund verbesserter Wärmedämmstandards künftig zurückgehen wird. Für die weiteren Abschätzungen soll deshalb der Wärmebedarf zugrunde

gelegt werden, der im Rahmen des Szenarios NACHHALTIGKEIT für das Jahr 2020 angenommen wird. Mit 82 TWh_{th} liegt er knapp 20% niedriger als der in **Abbildung 5.10** abgebildete Bedarf für das Jahr 1999.



Betriebsgrößen I: alle Betriebe < 20 Beschäftigte ausgenommen
Betriebsgrößen II: zusätzlich die Hälfte der Betriebe mit 20 b.u. 100 Beschäftigte ausgenommen

Abbildung 5.9: Technisch-strukturelles Potenzial der Industrie-KWK in Baden-Württemberg (Prozesswärme < 400 °C)

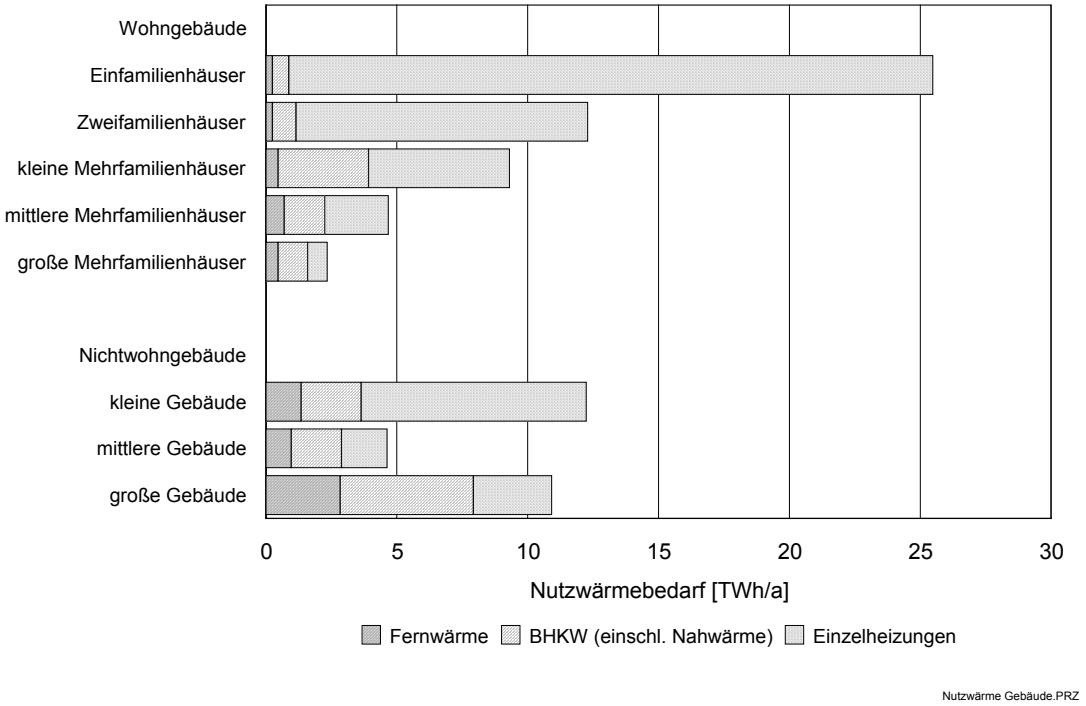


Abbildung 5.10: Nutzwärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser und seine Deckung im Bereich der Wohn- und Nichtwohngebäude in Baden-Württemberg 1999 (ohne Industrie, gesamt 100 TWh_{th})

Der zurückgehende Wärmebedarf beeinflusst auch die Entwicklung der bestehenden Wärmenetze, speziell die großstädtische Fernwärme. Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung wird hierzu jedoch keine Detailanalyse durchgeführt. Vereinfachend wird deshalb angenommen, dass durch die Erhöhung des Anschlussgrades (Umstellung auf Fernwärme bei Heizungserneuerungen, Schließen von Baulücken) und den punktuellen Ausbau der Netze (z.B. Anschluss von Neubaugebieten) die Abnahme des Wärmeverbrauches in bestehenden Netzen im Wesentlichen kompensiert werden kann, d.h. dass die gegenwärtige KWK-Wärmebereitstellung von 7,3 TWh_{th} (vgl. Abschnitt 5.1.3) auch künftig aufrecht erhalten werden kann (die in Abbildung 5.10 dargestellte Struktur der Fernwärmenutzung wurde anteilig aus [KWK 1994] übernommen). Außerhalb der fernwärmeversorgten Gebiete wurden in der KWK-Studie für einen Zeithorizont von etwa 20 Jahren geeignete Anteile für die Versorgung von Gebäuden mit BHKW ermittelt, die sowohl objektorientierte Anlagen wie auch die Versorgung über Nahwärmenetze einschloss. Die Angaben sollen mit Ausnahme der Ein- und Zweifamilienhäuser übernommen werden (**Tabelle 5.3)**. Denn seinerzeit wurde eine objektorientierte KWK-Versorgung für Ein- und Zweifamilienhäuser ausgeschlossen und angenommen, dass diese Gebäude in begrenztem Umfang nur über Nahwärmenetze mitversorgt werden können. Seit wenigen Jahren sind jedoch auch Kleinst-BHKW mit elektrischen Leistungen unter 5 kW am Markt, die unter entsprechenden wirtschaftlichen Randbedingungen in diesen Bereich vordringen können (u.a. über Mikro-Wärmenetze, die einzelne benachbarte Gebäude verbinden). Dieser Trend wird sich auch in Zukunft mit der Entwicklung von Brennstoffzellen oder kleinen Stirlingmotoren fortsetzen, für die im Leistungsbereich bis hinunter zu 2 kW_e momentan die ersten Demonstrationsprojekte anlaufen. Unter Berücksichtigung der Zeitkonstanten für die Marktentwicklung könnten sich derartige Systeme bis etwa zum Jahr 2020 etabliert haben. In sofern scheint es sinnvoll gegenüber [KWK 1994] für Ein- und Zweifamilienhäuser höhere Werte von 5 % und 15 % anzusetzen (gegenüber 3 und 10 %).

Insgesamt resultiert daraus eine potenzielle Nutzwärmebereitstellung aus KWK-Wärme mittels BHKW von 17 TWh_{th}/a, was knapp 30 % des reduzierten Wärmebedarfs im Jahr 2020 entspricht.

Tabelle 5.3: Für eine BHKW-Versorgung als geeignet angenommene Anteile an den Gebäudetypen

Gebäudetyp	Anteil am Bestand 2020	Nutzwärmebedarf (ohne Fernwärme)	Deckungsanteile Wärme aus KWK	BHKW-Leistung [1)]
Einfamilienhäuser	5 %	25,0 TWh_{th}	50%	110 MW_e
Zweifamilienhäuser	15 %	12,1 TWh_{th}	50%	160 MW_e
kleine Mehrfamilienhäuser	65 %	8,8 TWh_{th}	60%	610 MW_e
mittlere Mehrfamilienhäuser	65 %	4,0 TWh_{th}	60%	280 MW_e
große Mehrfamilienhäuser	85%	1,9 TWh_{th}	70%	200 MW_e
kleine Nichtwohngebäude	30 %	10,9 TWh_{th}	70%	400 MW_e
mittlere Nichtwohngebäude	75 %	3,7 TWh_{th}	70%	340 MW_e
große Nichtwohngebäude	90 %	8,1 TWh_{th}	70%	900 MW_e
gesamt		**74,6 TWh_{th}**		**3010 MW_e**

[1)] bei einer mittleren Auslastung von 4.500 h/a und einer Stromkennzahl von 0,8

Anhand des Gebäudebestandes, der für eine Versorgung mit BHKW geeignet erscheint, lässt sich die potenzielle Leistung und Stromerzeugung der BHKW abschätzen. Bei Standardauslegungen der Anlagen ist davon auszugehen, dass zwischen 50 % und 70 % des Wärmebedarfes aus KWK-Wärme gedeckt wird (s. Abschnitt 5.1.1). Bei einer mittleren Auslastung der BHKW von 4.500 h/a und einer Stromkennzahl von 0,8 im Jahr 2020 resultiert daraus ein Zubaupotenzial von etwa 3 GW elektrischer Leistung bzw. eine Stromerzeugung von etwa 14 TWh. Bezogen auf die gegenwärtige Stromerzeugung in Baden-Württemberg könnten so rund 20 % durch zusätzliche KWK-Anlagen im Siedlungsbereich gedeckt werden.

5.1.3 Teilszenarien für die Kraft-Wärme-Kopplung

Die Formulierung der Teilszenarien für die KWK orientiert sich analog zur Definition der Referenzsysteme an folgenden Anwendungsbereichen:

- Kleinst-BHKW (bis etwa 10 kW elektrischer Leistung)
- größere objektorientierte BHKW mit Leistungen bis wenigen 100 kW elektrisch
- KWK in Nahwärmenetzen
- Heizkraftwerke in großen Wärmenetzen (Fernwärme)
- Industrielle KWK

Für die künftige Entwicklung im Bereich der **Kleinst-BHKW** sind nicht nur die bestehenden Regelungen zur Förderung der KWK und ein Greifen der Bonusregelung des KWK-Gesetzes von Bedeutung, darüber hinaus müssen speziell in diesem Bereich noch erhebliche technologische Fortschritte erzielt werden, um die Energiegestehungskosten längerfristig deutlich zu senken. Dies gilt vor allem für Brennstoffzellen- und Stirling-BHKW, die heute noch am Anfang ihrer Entwicklung stehen, ohne die aber das beträchtliche Potenzial für Kleinst-BHKW voraussichtlich nicht erschlossen werden kann. Im Szenario NACHHALTIGKEIT wird unterstellt, dass dies gelingt und die zusätzlich bestehenden nicht-technischen und nicht-ökonomischen Hemmnisse abgebaut werden können (Nutzerakzeptanz, Aufbau einer Vermarktungsinfrastruktur, Ausbildungsdefizite etc.). Ab dem Jahr 2003 werden hier erste größere Demonstrationsvorhaben mit Stirling-BHKW und Brennstoffzellen-BHKW erfolgreich durchgeführt. Die Verbreitung der Anlagen wird im Szenario anschließend durch zusätzliche Markteinführungsprogramme beschleunigt, so dass sie sich in Ein-, Zwei- und kleineren Mehrfamilienhäuser bzw. Nichtwohngebäuden zunehmend als Alternative zur getrennten Strom- und Wärmeversorgung durchsetzen. Bis zum Jahr 2020 steigt der jährliche Absatz von Kleinst-BHKW auf knapp 20.000 Einheiten, was einem Markanteil bei neuen Heizanlagen von etwa 20% entspricht. Insgesamt könnten dann in Baden-Württemberg rund 150.000 Systeme in Betrieb sein, 100.000 Anlagen mit jeweils bis zu 2 kW elektrischer Leistung, 30.000 Anlagen über 2 bis 5 kW_e und 15.000 Anlagen zwischen 5 und 10 kW_e. Dadurch könnten etwa 2,5 TWh KWK-Strom bzw. 5 TWh Wärme (einschließlich Spitzenkessel) pro Jahr erzeugt werden.

Nach dem Jahr 2020 verlangsamt sich im Szenario das Marktwachstum, zum einen wegen des abnehmenden Raumwärmebedarfes der zu versorgenden Objekte, zum anderen weil erneuerbare Energien zunehmend Bedeutung erlangen. Dennoch nimmt die Stromerzeugung aus Kleinst-BHKW bis zum Jahr 2050 stetig auf knapp 5 TWh zu.

In den Szenarien EFFIZIENZ und TREND verläuft die Entwicklung deutlich langsamer, da die finanziellen Fördermittel in der wichtigen Phase der Markteinführung wesentlich geringer ausfallen als im Szenario NACHHALTIGKEIT. Zumindest bis zum Jahr 2020 gelingt es Kleinst-BHKW deshalb nicht, sich als Versorgungsalternative durchzusetzen. Bei Brennstoffzellen kann dies auch damit zusammenhängen, dass sich die Entwicklungsanstrengen aus technischen und ökonomischen Gründen auf größere Einheiten über 10 kW_e verlagern. Im

betrachteten Anwendungsbereich könnten somit in größerer Zahl Mikro-Nahwärmenetze entstehen, wodurch die geringere Zahl der Anlagen in Einzelgebäuden zumindest teilweise kompensieren werden könnte.

Die Marktentwicklung im Bereich der **größeren objektorientierten BHKW,** die typische Leistungen zwischen 10 und 100 kw_{el} aufweisen, verläuft im Szenario NACHHALTIGKEIT weniger dynamisch als bei den Kleinst-BHKW, da die Zahl der Objekte geringer ist. Dennoch bestehen auch hier gegenüber der Ausgangssituation deutliche Steigerungspotenziale, zumal sich mit den am Markt verfügbaren Motor-BHKW auch unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen relativ niedrige Strom- bzw. Wärmegestehungskosten erzielen lassen, sofern von einer Nutzungsdauer von 15 Jahren ausgegangen werden kann. Die Umsetzungshemmnisse liegen hier primär in den von gewerblichen Nutzern/Betreibern oft geforderten kurzen Amortisationszeiten, die sich nicht zuletzt aus unsicheren Zukunftserwartungen ergeben (vgl. Abschnitt 5.1.1). Im Szenario NACHHALTIGKEIT wird angenommen, dass sich diese Hemmnisse weitgehend abbauen lassen. In Frage kommt dafür beispielsweise eine entsprechende Fortschreibung des KWK-Gesetzes, wobei wichtig ist, dass die Zuschlagssätze für einen Zeitraum von etwa 10 Jahren im Vorhinein bekannt sind. Dann erscheint es durchaus möglich, dass sich die Stromerzeugung aus BHKW-Systemen in größeren Objekten bis zum Jahr 2020 auf etwa 2 TWh erhöhen lässt, was gegenüber heute einer Verfünffachung entspricht. Der Schwerpunkt liegt dabei im Bereich der großen Wohn- und der öffentlichen Gebäude. Technologisch betrachtet ist es ebenso wie bei den Kleinstsystemen denkbar, dass bei einer erfolgreichen Entwicklung neuer Technologien zunehmend die heutigen Motor-BHKW ersetzt werden. Im Gegensatz zu Kleinst-BHKW ist dies jedoch keine zwingende Voraussetzung für den Ausbau. Weiterhin wird angenommen, dass die Nutzung von Biomasse sehr stark zunimmt. Vorrangig handelt es sich dabei um Biogas aus landwirtschaftlichen Gemeinschaftsanlagen. Hierüber werden im Jahr 2020 etwa 0,9 TWh Strom erzeugt.

Jenseits des Jahres 2020 wird im Szenario NACHHALTIGKEIT davon ausgegangen, dass die Zubauraten zurückgehen und der Anlagenbestand um das Jahr 2030 sein Maximum erreicht. Ursachen hierfür sind einerseits das weitere Vordringen von Nahwärmenetzen (in die die Objekte zunehmend eingebunden werden), der zurückgehende Wärmebedarf der Gebäude und die zunehmende Nutzung erneuerbarer Energien. Bis zum Jahr 2050 geht die installierte fossile KWK-Leistung in diesem Bereich deshalb deutlich zurück. Die Stromerzeugung bewegt sich dann im Bereich von 1,3 TWh gegenüber 2 TWh im Jahr 2020.

Für die beiden übrigen Szenarien verläuft die Entwicklung deutlich langsamer, da aus wirtschaftlichen Gründen wie bisher nur besonders geeignete Objekte erschlossen werden können. Dies gilt auch für den Ausbau der Biogasnutzung, wobei hier vor allem organisatorische Gründe eine Rolle spielen, z.B. eine geringere Bereitschaft zur Errichtung von Gemeinschaftsanlagen.

Im Bereich der Wärmenetze dominieren heute die großen **Fernwärmenetze** (s. Abschnitt 4.3). Hier wird in den Szenarien TREND und EFFIZIENZ von einem Fortbestand ausgegangen, der hinsichtlich der Wärmeabgabe in etwa dem gegenwärtigen Niveau entspricht. Der Trend einer zurückgehenden Wärmenachfrage lässt sich durch eine Verdichtung der Netze und ggf. geringere Erweiterungen kompensieren. Während für die KWK-Stromerzeugung aus großen Heizkraftwerken in den nächsten 20 Jahren Im TREND nur ein geringer Zuwachs erwartet wird (von 2,6 TWh 1999 auf 2,95 TWh im Jahr 2020), ist der Anstieg im Szenario EFFIZIENZ relativ stark (auf 4,2 TWh_e). Ursächlich hierfür ist die stärkere Nutzung von Erdgas (in GuD-Kraftwerken oder durch die Nachrüstung bestehender Kohlekraftwerke mit Vorschaltgasturbinen), die zu einer Erhöhung der Stromkennzahl führt. Voraussetzung dafür ist allerdings, dass sich die ökonomischen Rahmenbedingungen verbessern, etwa indem auch große Heizkraftwerke von der Erdgas- und Stromsteuer befreit werden (die Leistungsgrenze liegt derzeit bei 2 MW_e). Im Szenario NACHHALTIGKEIT steigt die Stromerzeugung

aus großen Heizkraftwerken bis zum Jahr 2020 noch deutlicher an (auf 5,7 TWh), da in diesem Fall angenommen wird, dass sich das Anreizsystem für die KWK auch nachfrageseitig verbessert. In Frage kommt hierzu beispielsweise die Ausweitung der Energiesparverordnung auf den Gebäudebestand mit einer entsprechenden Vorrangregelung für die Nutzung von Nah- und Fernwärme aus KWK. Weiterhin werden im Szenario zunehmend die Potenziale der Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung erschlossen, die zu einer besseren Auslastung der Anlagen im Sommer führt. Außerdem wird angenommen, dass sich die Kohlevergasung durchsetzt. Insgesamt führt dies dazu, dass die KWK-Stromerzeugung aus Kohle von heute 1,4 auf 2,4 TWh im Jahr 2020 steigt. Durch die verschiedenen Maßnahmen erhöht sich die Stromkennzahl der KWK-Stromerzeugung in den großen öffentlichen Heizkraftwerken im Szenario NACHHALTIGKEIT von gegenwärtig 0,3-0,4 auf 0,8. Schließlich setzt sich die Nutzung von Biomasse in den drei Szenarien in unterschiedlichem Umfang durch. Im Szenario NACHHALTIGKEIT wird aus dem Einsatz von fester Biomasse in Kohlekraftwerken im Jahr 2020 rund 1 TWh Strom erzeugt.

Jenseits des Jahres 2020 bleibt die Bedeutung der großen Heizkraftwerke im TREND unverändert, wobei sich der Anteil von Erdgas zu Lasten von Kohle/Müll erhöht. In den Szenarien EFFIZIENZ und NACHHALTIGKEIT geht die Stromerzeugung aufgrund der strukturellen Veränderungen im Wärmemarkt leicht zurück. Gegenüber dem Jahr 2020 bis zum Jahr 2050 um jeweils etwa 10 %.

Nahwärmenetze gelten als ein Schlüsselelement für eine nachhaltige Entwicklung im Wärmemarkt, und zwar sowohl im Neubaubereich als auch im Gebäudebestand. Die fossile KWK dient dabei gewissermaßen als Wegbereiter für eine längerfristige Umstellung der Nahwärmenetze auf erneuerbare Energien (s. dazu Abschnitt 6.2). Die Ausbauziele des Szenarios NACHHALTIGKEIT sind für die nächsten 20 Jahre ähnlich ehrgeizig wie für die kleineren BHKW. Die gegenwärtige Stromerzeugung von etwa 0,5 TWh steigt auf etwa 3,8 TWh bis zum Jahr 2020 an. Dass eine solche Entwicklung durchaus möglich ist, lässt sich beispielsweise an der Entwicklung im Versorgungsgebiet der Stadtwerke Schwäbisch Hall verdeutlichen. Hier stieg der Eigenversorgungsanteil aus KWK-Anlagen (einschl. objektbezogener Anlagen) im Zeitraum von 1994-2000 von etwa 20 % auf 45% /Geschäftsbericht/. Im Szenario NACHHALTIGKEIT steigt auch die Nutzung von Biomasse, vor allem Restholz, stark an. Der Anteil erreicht im Jahr 2020 ein Viertel der KWK-Stromproduktion. Durch den starken Ausbau der Nahwärme kann es punktuell auch zu einem „Zusammenwachsen“ großer Fernwärmenetze aus Nahwärmeinseln kommen.

In den beiden übrigen Szenarien verläuft die Entwicklung deutlich langsamer, da die wirtschaftlichen, besonders aber auch die rechtlichen und organisatorischen Umsetzungsprobleme bei der Errichtung von Nahwärmenetzen, speziell im Gebäudebestand nicht überwunden werden können. Während im Szenario EFFIZIENZ zumindest in den nächsten 20 Jahren im Neubaubereich eine größere Zahl von Nahwärmenetzen mit KWK errichtet werden (gesamt 2020 etwa 1,8 TWh_e) ist dies im Szenario TREND nur sehr begrenzt der Fall (gesamt 2020 etwa 1,3 TWh_e). Hier gelingt es im Wesentlichen die bestehenden Nahwärmenetze zu erhalten und zu erweitern. Während im Szenario NACHHALTIGKEIT die Bedeutung der fossilen KWK nach dem Jahr 2020 zugunsten der verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien und wegen des abnehmenden Wärmebedarfes zurückgeht, ist für die übrigen Szenarien davon auszugehen, dass sie weiterhin ansteigt. Im TREND wird mit etwa 2 TWh_e im Jahr 2050 ungefähr der Wert des Szenarios NACHHALTIGKEIT erreicht.

Für die weitere Entwicklung der KWK in der **Industrie** ist es von besonderer Bedeutung, dass durch politische Maßnahmen die Planungssicherheit erhöht wird und mit deutlich längeren als den heute geforderten sehr kurzen wirtschaftlichen Amortisationszeiten kalkuliert werden kann (häufig unter 5 Jahren). Dies gilt speziell für die rechtzeitige Festlegung entsprechender Regelungen im Rahmen der Ökosteuer wie auch für die Einspeisevergütungen von KWK-Strom. Die Kalkulationsbasis sollte in diesem Bereich für etwa 10 Jahre im voraus

bekannt sein. Werden diese Voraussetzungen geschaffen, scheint es vorstellbar, dass über die Bestandssicherung hinaus zusätzliche Potenziale der industriellen KWK erschlossen werden können. Dazu gehört auch die verstärkte Errichtung kleinerer BHKW, die Nutzung von Abwärme aus Hochtemperaturprozessen zur Stromerzeugung, die Errichtung industriell-kommunaler Wärmeverbünde usw. Im Szenario NACHHALTIGKEIT steigt dadurch die Stromerzeugung aus KWK von derzeit 2,9 TWh_e auf 6 TWh_e im Jahr 2020, wobei eine starke Zunahme der KWK auf Erdgasbasis auch mit einer Erhöhung der Stromkennzahl einhergeht. Gleichzeitig wächst die Bedeutung der Biomasse in der Industrie-KWK. Im Szenario NACHHALTIGKEIT wird angenommen, dass sich der momentan aufgrund gesetzlicher Regelungen (Erneuerbare Energien-Gesetz) einsetzende Aufbau entsprechender Erzeugungskapazitäten langfristig fortsetzen wird. Mit einer Strombereitstellung von etwa 1,5 TWh tragen biogene Energieträger (vor allem Alt- und Industrierestholz) im Jahr 2020 zu 25 % zur KWK-Stromerzeugung in der Industrie bei. Mit insgesamt 6 TWh_e sind die Potenziale in der Industrie bereits relativ stark ausgeschöpft. Ein weiterer, nennenswerter Ausbau in der Zeit danach scheint deshalb nicht mehr möglich. Im Zeitraum 2020 bis 2050 bewegt sich die Stromerzeugung deshalb auf etwa konstantem Niveau.

In den Szenarien TREND und EFFIZIENZ findet gegenüber dem derzeitigen Stand in den nächsten 20 Jahren ebenfalls eine Erhöhung der KWK-Stromerzeugung statt, die sich aus den Regelungen des KWK-Gesetzes und der Selbstverpflichtung der Wirtschaft zum Erhalt, der Modernisierung und zum Zubau von KWK-Anlagen ergibt (Vereinbarung zwischen der Wirtschaft und der Bundesregierung vom 26. Juni 2001 zur sog. „Klimavereinbarung“ /Klimavereinbarung 2001/) sowie deren unterstellte Fortschreibung ergibt. Zu beachten ist dabei allerdings, dass im Szenario TREND erst zwischen 2010 und 2020 das Niveau der industriellen KWK-Stromerzeugung anfangs der 90er-Jahre wieder erreicht wird (im Szenario EFFIZIENZ um das Jahr 2010). Jenseits des Jahres 2020 wächst die industrielle KWK-Stromproduktion in beiden Szenarien, stabilisiert sich dann aber gegenüber dem Szenario NACHHALTIGKEIT auf niedrigeren Niveaus (2050: TREND 5 TWh, EFFIZIENZ 5,7 TWh)

Zusammenfassend zeigt **Abbildung 5.11** die Entwicklung der KWK-Stromerzeugung in den drei Szenarien. In allen Fällen wächst die Bedeutung der KWK, da längerfristig erwartet werden kann, dass sich die Preisrelation von fossilen Brennstoffen und Elektrizität wieder stärker zugunsten der KWK entwickeln wird als dies in den letzten 3-5 Jahren der Fall war; nicht zuletzt aufgrund politischer Entscheidungen. Bei einer entsprechenden Fortschreibung der gegenwärtigen Randbedingungen und erkennbarer technologischer Entwicklungstrends ist damit zu rechnen, dass im Wesentlichen Effizienzverbesserungen (Erhöhung der Stromkennzahl) zu einem Anstieg der KWK-Stromproduktion führen. Im TREND-Szenario steigt sie bis zum Jahr 2020 um etwa 50 % und verdoppelt sich ungefähr bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes. Die gezielte Förderung der KWK in Anwendungsfeldern wie der Objektversorgung mit BHKW oder Nahwärmenetzen führt im Szenario EFFIZIENZ gegenüber dem Trend zu einem deutlich stärkeren Wachstum in den nächsten 10 bis 20 Jahren. Eine Verdoppelung der KWK-Stromerzeugung wird hier bereits um das Jahr 2015 erreicht.

Im ehrgeizigen Szenario NACHHALTIGKEIT wird davon ausgegangen, dass weiterreichende Maßnahmen ergriffen werden, die insbesondere auch auf den Ausbau von Nahwärmenetzen im Gebäudebestand und die Erschließung der großen Nutzungspotenziale im Bereich kleinerer Wohngebäude abzielen (**Tabelle 5.4**). Neben entsprechenden Markteinführungsprogrammen ist es dafür erforderlich, neue Technologien zur Marktreife zu entwickeln. Parallel dazu wird auch die Nutzung von Biomasse intensiviert, die bereits bis zum Jahr 2020 mit 4,3 TWh einen erheblichen Anteil an der KWK-Stromerzeugung erreicht (s. dazu auch Abschnitt 5.3).

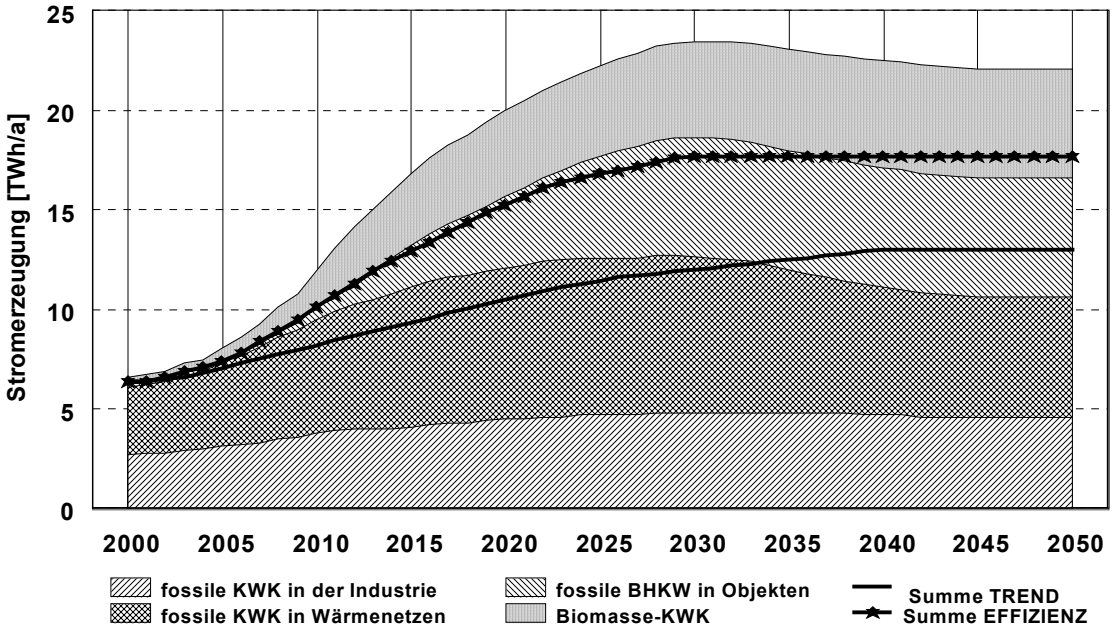


Abbildung 5.11: Strukturelle Entwicklung der Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung im Szenario NACHHALTIGKEIT und Summenwerte für die Szenarien TREND und EFFIZIENZ

Tabelle 5.4: Detailstruktur der Kraft-Wärme-Kopplung im Jahr 2020 im Szenario NACHHALTIGKEIT

	Stromerzeugung im Jahr 1999	Stromerzeugung im Jahr 2020	
Kleinst-BHKW bis 10 kW_e	ca. 0 TWh	2,5 TWh	zunehmende Bedeutung neuer Technologien wie Brennstoffzellen, Stirling-BHKW
BHKW in größeren Objekten	0,4 TWh	2 TWh	
Fernwärmenetze	2,6 TWh	5,7 TWh	Zunahme vorrangig durch Erhöhung der Stromkennzahl
Nahwärmenetze	0,5 TWh	3,8 TWh	Zubau im Neubaubereich (etwa 2 TWh) und Gebäudebestand (etwa 1 TWh)
Industrie	2,9 TWh	6 TWh	Zubau und Erhöhung der Stromkennzahl
Summe KWK	**6,3 TWh**	**20 TWh**	davon 4,3 TWh aus Biomasse
Stromerzeugung aus Biomasse-KWK			
Fernwärmenetze		1 TWh	Zufeuerung in fossilen Kraftwerken
Nahwärmenetze		0,9 TWh	vor allem Restholz
Industrie		1,5 TWh	Alt- und Industrierestholz, 0,5 TWh aus Biogas
Sonstige Biomassenutzung		0,9 TWh	vor allem Biogasnutzung in landwirtschaftlichen Gemeinschaftsanlagen

5.2 Potenziale der Strom- und Wärmeerzeugung aus regenerativen Energien

REG sind durch eine außerordentlich große Vielfalt möglicher Erzeugungstechnologien gekennzeichnet. Zum einen variiert die Einheitsleistung um mehrere Größenordnungen (z.B. von 1 kW bei der Photovoltaik bis zu 100 MW bei der Wasserkraft), zum anderen ist das Energieangebot nicht beeinflussbar und regional teilweise sehr unterschiedlich ausgeprägt. Beides hat einen starken Einfluss auf die Energiegestehungskosten. Darüber hinaus existieren im Bereich der Wasserkraft Anlagen unterschiedlichen Alters, was je nach Abschreibungsgrad des eingesetzten Kapitals zu unterschiedlichen Stromgestehungskosten führt. Bei der Biomassenutzung, die i.allg. in Form der Kraft-Wärme-Kopplung erfolgt, treten die (sehr unterschiedlichen) Kosten für die Bereitstellung der Brennstoffe sowie unterschiedliche Mengen und Erlöse für die verwertbare Nutzwärme hinzu. Aufgrund technologischer Entwicklungen und zukünftig steigender Fertigungsvolumina sind vielfach Kostensenkungspotenziale vorhanden, die durch entsprechende Marktentwicklungen stimuliert werden können. Die Kosten für Strom aus erneuerbarer Energien bewegen sich demzufolge in einem sehr großen Bereich. Die derzeitige Bandbreite reicht von 0,04 DM/kWh$_{el}$ für abgeschriebene größere Wasserkraftwerke bis zu 1,70 DM/kWh$_{el}$ für kleine Photovoltaikanlagen. Nutzwärmekosten bewegen sich zwischen 0,06 DM/kWh$_{th}$ für Absorbermatten (für Freibäder) und um 0,50 DM/kWh$_{th}$ für kleine Kollektoranlagen, überdecken also auch eine Größenordnung.

Um eine aussagekräftige und für die vorliegende Untersuchung brauchbare Darstellung insbesondere der Stromgestehungskosten zu erhalten, werden diese auf der Basis repräsentativer Referenzanlagen ermittelt. Diese wurden aus einer Vielzahl von Quellen ermittelt. Die Basisdaten entsprechen dem Technologiestatus zwischen 1997 und 2000 ([DLR 2000; vgl. u.a. auch [IKARUS 1997; Atlas 1998; Jahrbuch 2001]. Die möglichen zukünftigen Kostendegressionen einzelner Technologien wurden im Wesentlichen auf der Basis der in der Vergangenheit erzielten Lernkurven bestimmt, wobei auch Lerneffekte vergleichbarer Technologien, die ihre Lernkurven bereits durchlaufen haben (z.B. Motoren, Gasturbinen) eingeflossen sind [Nitsch 1998, Mackay 1998, Rogner 1996].

5.2.1 Wasserkraft

5.2.1.1 Heutiger Status und Entwicklungspotenziale

Das erste moderne große Flusskraftwerk Europas zur Stromerzeugung ging 1898 in Rheinfelden am Hochrhein in Betrieb. Dies war der Anfang für den zügigen Ausbau der deutschen Flüsse mit Laufwasserkraftwerken. Während in den 60er und 70er-Jahren eine Vielzahl kleiner Wasserkraftanlagen wegen mangelnder Rentabilität stillgelegt wurden, erlebten diese während der letzten zehn Jahre eine Renaissance aufgrund verschiedener Förderprogramme in BW und Bayern und dem seit 1991 bestehenden StrEG bzw. dem EEG. Neben dem Bau einer ganzen Reihe neuer Anlagen wurden rund 1000 private Kleinwasserkraftwerke mit rund 1 TWh/a Arbeitsvermögen in diesem Zeitabschnitt wieder in Betrieb genommen oder modernisiert. Ende 1999 waren in Deutschland etwa 5.900 Wasserkraftanlagen mit einer elektrischen Leistung von etwa 4.000 MW in Betrieb (ohne Pumpspeicherleistung in Höhe 3.600 MW). Rund 7 % dieser Anlagen mit einer Leistung ab 1 MW liefern rund 90 % des Stroms. Die Zahl der Kleinwasserkraftwerke unter 1 MW belauft sich auf rund 5500. Sie erzeugen mit insgesamt 550 MW Leistung etwa 1,8 TWh/a, also knapp 10% des gesamten derzeitigen Wasserkraftstroms [Jahrbuch 2001].

In Deutschland wird zur Zeit noch der größte REG-Beitrag durch Wasserkraft bereitgestellt. Für 1999 wurde (ohne Pumpspeicher) eine Stromproduktion von 19,3 TWh/a erzielt (das Regelarbeitsvermögen im Normaljahr liegt bei rund 18 TWh/a), was 3,5 % der Bruttostro-

merzeugung in Deutschland entspricht. Knapp 90 % dieses Strom stammen aus Bayern und Baden-Württemberg. Für Baden-Württemberg belaufen sich die entsprechenden Werte auf 4,9 TWh/a und 7,1 %.

Wasserkraftanlagen sind technisch ausgereift, zuverlässig und langlebig. Die Verfügbarkeit der zu einem bestimmten Zeitpunkt abgegebenen Leistung hängt im Wesentlichen vom verfügbaren Abfluss ab, nicht von der Technologie der Anlage selbst. Die Lebensdauer erreicht 80-100 Jahre, wobei ein Austausch der Maschinensätze, d.h. der Turbinen, Getriebe und Generatoren nach 20-40 Jahren erforderlich ist. Die Wirkungsgrade der Turbinen liegen zwischen 80 und 95 %, Gesamtwirkungsgrade der Anlagen einschließlich der Getriebe und Generatoren von 70 bis über 80 % werden erreicht. Die Nutzung der Wasserkraft ist aus technologischer Sicht weitgehend ausgereift. Wirkungsgrade moderner Turbinen von über 94 % sind heute Stand der Technik. Technische Entwicklungspotenziale bestehen vor allem noch im Bereich der Kleinwasserkraftanlagen. Für die Nutzung der Wasserkraft steht eine Anzahl Turbinen bereit, die je nach Volumenstrom und Fallhöhe unterschiedliche optimale Einsatzbereiche haben.

5.2.1.2 Kosten und Kostensenkungspotenziale

Wasserkraftanlagen erfordern hohe **Investitionskosten**, jedoch anschließend nur einen geringen Unterhaltungsaufwand bei sehr langer Lebensdauer. Die Investitionskosten für den Neubau großer Laufwasserkraftwerke mit einigen 10 bis einigen 100 MW Leistung liegen heute bei 10.000 bis 11.000 DM/kW, die **Stromgestehungskosten** entsprechend bei 14-16 Pf/kWh (**Tabelle 5.5** und **Abbildung 5.12**). Ein Neubau solcher Kraftwerke in Deutschland ist kaum zu erwarten, wohl aber die mögliche Modernisierung oder Erweiterung vorhandener Kraftwerke in dieser Größenordnung, mit Investitionskosten um 7.000 DM/kW und entsprechenden Stromgestehungskosten von 10-10,5 Pf/kWh. Zwischen Neubau und Modernisierung bestehen fließende Übergänge; ein Beispiel ist das Kraftwerk Rheinfelden, dessen Modernisierung und Leistungserhöhung auf 116 MW praktisch einem Neubau gleichkommt. Entsprechend liegen auch die projektierten Stromgestehungskosten bei rund 15 Pf/kWh.

Neue Kleinwasserkraftanlagen zwischen 70 und 1.000 kW Leistung kosten 12.000 bis 17.500 DM pro Kilowatt installierter Leistung. Die Stromgestehungskosten liegen bei einer typischen Auslastung von 4.000-5.000 Vollaststunden pro Jahr zwischen 19 und 37 Pf/kWh, wenn mit einer Abschreibung von 30 Jahren gerechnet wird. Die Modernisierung kann oft zu deutlich niedrigeren Kosten (8.000-10.000 DM/kW) durchgeführt werden und führt zu Stromgestehungskosten zwischen 13 und 26 Pf/kWh. Ist nur der Austausch der Maschinensätze notwendig, liegen die Kosten noch niedriger.

Besonders kostengünstig – zwischen 4 und 15 Pf/kWh – arbeiten bereits abgeschriebene Anlagen. Dies ist häufig der Fall, da die typische technische Lebensdauer von 40-60 Jahren deutlich über der Abschreibungszeit der Anlagen von 30 Jahren liegt. In diesem Fall entfallen die Kapitalkosten, jedoch sind die Kosten für Instandhaltung und Wartung in der Regel höher als bei neuen oder modernisierten Anlagen. Zunehmend schwieriger zu erschließende Ressourcen und wachsende Umweltauflagen dürften die noch vorhandenen geringen Kostensenkungspotenziale mit großer Wahrscheinlichkeit kompensieren. Es wird daher insgesamt nicht mit zukünftigen Kostensenkungen gerechnet, so dass o.g. Referenzanlagen für den gesamten Betrachtungszeitraum unveränderte (reale) Stromgestehungskosten haben.

Tabelle 5.5: Technische und wirtschaftliche Daten der ausgewählten Referenzanlagen zur Nutzung der Wasserkraft (Zins 6 %, Abschreibung 30 a)

Technische Daten						
Nennleistung	MW	0,070	0,300	1,0	10	100
Vollaststunden	h/a	4000	4300	5000	5500	5700
Wirtschaftliche Daten						
Neubaukosten	DM/kW	17500	15000	12000	11000	10000
Modernisierungskosten	DM/kW	10000	9000	8000	7000	7000
Betriebskosten Neubau	%Inv./a	1,2	1,0	0,9	0,8	0,8
Betriebskosten Modern.	%Inv./a	3,2	1,8	1,1	1,0	1,0
Stromkosten						
Neubau	**DM/kWh**	**0,370**	**0,288**	**0,196**	**0,161**	**0,141**
Modernisierung	**DM/kWh**	**0,262**	**0,190**	**0,134**	**0,105**	**0,101**
Abgeschriebene Anlage	**DM/kWh**	**0,150**	**0,116**	**0,070**	**0,051**	**0,040**

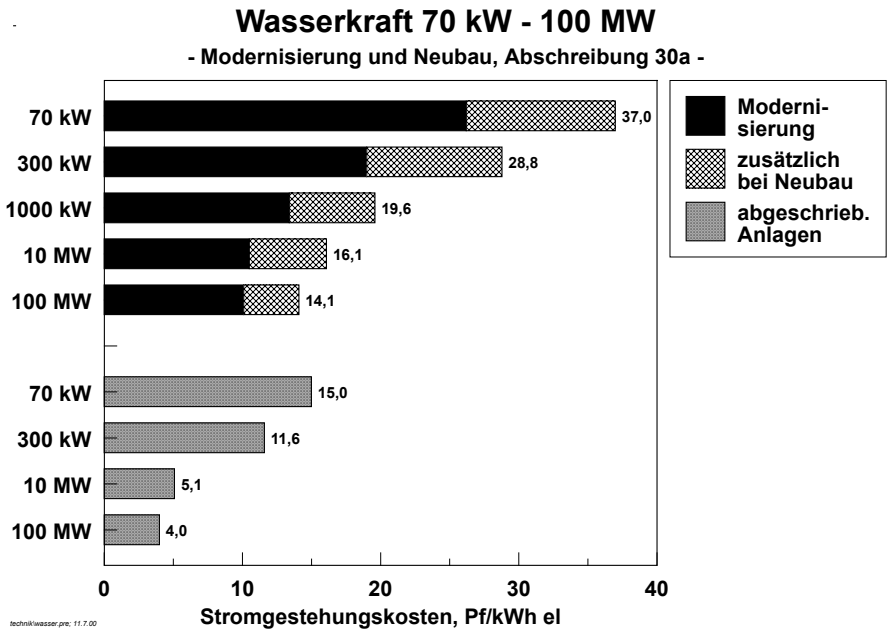


Abbildung 5.12: Stromgestehungskosten von Wasserkraftanlagen in Deutschland (Zinssatz 6 %, Abschreibung 30 a)

5.2.1.3 Technische Potenziale und Angebotskurven der Wasserkraftnutzung

Das gesamte technisch nutzbare Wasserkraftpotenzial in Deutschland beträgt für größere Kraftwerke mit über 1 MW Leistung etwa 22,3 TWh/a, dasjenige für Kleinwasserkraftwerke liegt bei etwa 3,2 TWh/a. Vom Gesamtwert in Höhe von 25,5 TWh/a sind also 6,2 TWh/a bzw. 24% noch nicht genutzt. [BMU 1999; Jahrbuch 2000]. Die größten Potenziale zur Nutzung der Wasserkraft liegen in den südlichen Bundesländern (**Tabelle 5.6**); allein der baden-württembergische Teil des Rheins besitzt ein Zuwachspotenzial von etwa 1,1 TWh/a. Nennenswerte Potenziale bietet insbesondere die Reaktivierung, Modernisierung und Erweite-

rung vorhandener Anlagen. So kann allein Umbau und Erweiterung des Kraftwerkes Rheinfelden in Baden-Württemberg – die allerdings einem Neubau gleichkommt – zu einer Erhöhung der installierten Leistung von 23 auf 116 MW und zu einer Steigerung des Jahresertrags von 185 GWh/a auf 565 GWh/a führen.

Tabelle 5.6: Technisches Wasserkraftpotenzial zur Stromerzeugung in den Bundesländern und Ausbau bis Ende 1999 (ohne Pumpspeicherkraftwerke), (Jahrbuch 2000; eigene Ergänzungen)

Bundesland	Technisches Potenzial GWh/a	Stromerzeugung 1999 GWh/a	Nutzung des technischen Potenzials %
Baden-Württemberg	**6.294**	**4.600**	**73**
Bayern	14.400	12.409	86
Brandenburg/Berlin	101	10	10
Hessen	815	299	37
Mecklenburg-Vorpommern	45	10	22
Niedersachsen	350	257	73
Nordrhein-Westfalen	700	390	56
Rheinland-Pfalz	1.500	975	65
Saarland	169	166	98
Sachsen	320	98	31
Sachsen-Anhalt	362	35	10
Schleswig-Holstein	10	5	50
Thüringen	414	55	13
Gesamt	**25.480**	**19.309**	**76**

Der gesamte potenziell mögliche Leistungszuwachs von 1.280 MW kann nicht ausschließlich durch Reaktivierung, Modernisierung und Erweiterung erfolgen. Richtet man sich an den Gegebenheiten Baden-Württembergs aus (s. unten), so enthält dieses Zuwachspotenzial 300-350 MW an Neubauten, davon 240-280 MW in Anlagen > 1 MW. Diese Neubauten sind sowohl ökonomisch als auch ökologisch schwer umsetzbar. Neu zu bauenden Wasserkraftanlagen stellen immer einen bedeutenden Eingriff in die Ökologie der betreffenden Gewässers dar. Insbesondere größere Anlagen stoßen heute auf starken Widerstand von Seiten der Bevölkerung und Umweltschutzorganisationen. Zumindest resultieren daraus relativ lange Planungs- und Genehmigungszeiträume, so dass zumindest bis 2010 keine Neubauten größerer Wasserkraftwerke erfolgen dürften.

Das gesamte technische Zuwachspotenzial der Wasserkraft in **Baden-Württemberg** beläuft sich, bezogen auf 1999 auf **1,7 TWh/a** (Giesecke/Förster 1994), davon allein 1,1 TWh/a am Rhein. Ca. 1,5 TWh/a stammen aus Kraftwerken > 1 MW. **Abbildung 5.13** stellt vier Investitionskategorien nach ihren Mengenpotenzialen sowie deren minimale und maximale Stromgestehungskosten in der entsprechenden Angebotskurve dar. Die Potenziale lauten 1.100 GWh/a für Modernisierung >1 MW, 370 GWh für Neubau > 1 MW (Abszissenwert: 1470 GWh), 180 GWh für Modernisierung < 1 MW (Abszissenwert: 1650 GWh) und 60 GWh für Neubau < 1 MW (Abszissenwert: 1710 GWh). Letzterer spielt also energiewirtschaftlich praktisch keine Rolle. Das bis 2010 auf der Basis des Verdopplungsziels erforderliche Zubauvolumen in Höhe von **1,1 TWh/a** [Nitsch 1999] kann allein im Bereich der Reaktivierung, Modernisierung und Erweiterung aufgebracht werden, wenn der „Quasi-Neubau“ Rheinfelden eingeschlossen wird, der allein rund 0,5 TWh/a erbringt (Bereiche mit Pfeilen in Abbildung 5.13). Im Bereich modernisierter kleiner Wasserkraftwerke ist je nach Leistungsklasse und Aufwand mit Stromkosten bis zu 26 Pf/kWh zu rechnen.

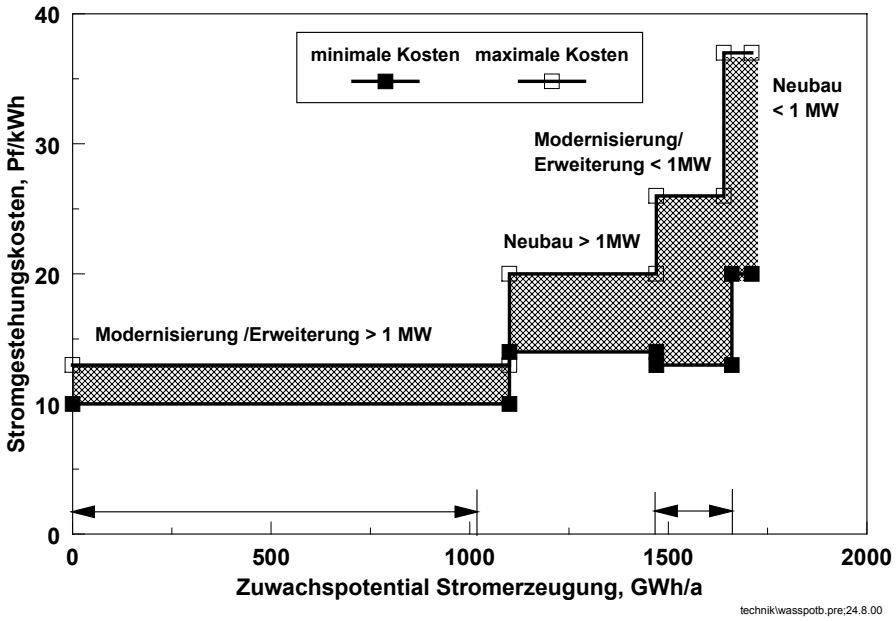


Abbildung 5.13: Angebotskurve für das Zuwachspotenzial an Wasserkraft in Baden-Württemberg unterschieden nach vier Investitionskategorien. Die Pfeile entsprechen dem Ausbau bis 2010 im Rahmen des „Verdopplungsziels“

5.2.2 Windenergie

5.2.2.1 Heutiger Status und Entwicklungspotenziale

Windenergie wird seit Jahrhunderten vom Menschen genutzt. Segelschiffe waren die ersten Langstrecken-Verkehrsmittel. Windräder trieben zu Zehntausenden Wasserpumpen zur Be- und Entwässerung an und ebensoviel Windmühlen mahlten Korn. Die „Wiederbelebung“ dieser Technologie in Form moderner Windkraftanlagen nach dem Auftriebsprinzip erfolgte in den fünfziger Jahren, initiiert durch Pioniere, wie dem Stuttgarter Professor Hütter [Dörner 1995]. Moderne WKA erreichen im Bestpunkt Wirkungsgrade von 50 %, mittlere Werte liegen bei 45%. Die technische Entwicklung der Windkraftanlagen hat sich in den letzten 20 Jahren hauptsächlich auf die Konstruktion immer größerer Anlagen konzentriert, um so die Standorte mit guten Windverhältnissen optimal ausnutzen zu können und um Kostendegressionspotenziale zu erschließen. Lag die durchschnittliche Größe der installierten Windkraftanlagen 1987 bei weniger als 50 kW, so betrug sie 1999 mit nahezu 1.000 kW das Zwanzigfache. Die größten derzeit auf dem Markt angebotenen Anlagen besitzen Generatorleistungen von 2.500 kW (Rotordurchmesser 80 m) und Nabenhöhen bis zu 100 m. Anlagen von 3.000 bis 5.000 kW Leistung sind in Erprobung bzw. in Planung. Sie sind insbesondere vorgesehen für den Einsatz in Offshore-Windparks [EWEA 2000].

Der Markt für WKA wurde in den achtziger Jahren zunächst in Dänemark und den USA politisch initiiert und erreichte bereits 1985 eine Gesamtleistung von weltweit 1.000 MW. Mit 335 W/Kopf Windkraftleistung bzw. 40 kW/km² besitzt Dänemark heute die weltweit höchste Windleistungsdichte mit deutlichem Vorsprung vor Deutschland mit 75 W/Kopf bzw. 17 kW/km². Deutschland verfügt jedoch mit 6 916 MW (Mitte 2001) über ein Drittel; Europa mit 13 600 MW über 75% der weltweit installierten Windleistung (**Abbildung 5.14**); das Markwachstum der letzten 10 Jahre lag bei durchschnittlich 50 %/a. Der Beitrag der Windenergie zur Stromerzeugung Deutschlands beträgt mit potenziellen 13 TWh/a der Mitte 2001

installierten Leistung 2,6 %. Auch das europaweite und weltweite Wachstum der Windenergie hat sich in den letzten fünf Jahren bemerkenswert beschleunigt. Weltweit waren Ende 2000 eine Leistung von 18.500 MW installiert. Vom weltweiten Zuwachs des Jahres 1999 mit 4.500 MW (Wachstumsrate 32 %/a) fielen allein auf Deutschland ein Anteil von nahezu 40%. In Baden-Württemberg sind derzeit (30. 6. 2001) 105 Anlagen mit einer Leistung von 67 MW installiert, also rund 1% der in Deutschland installierten Leistung. Sie tragen mit potenziellen 100 GWh/a derzeit zu 0,15 % zur Stromerzeugung bei.

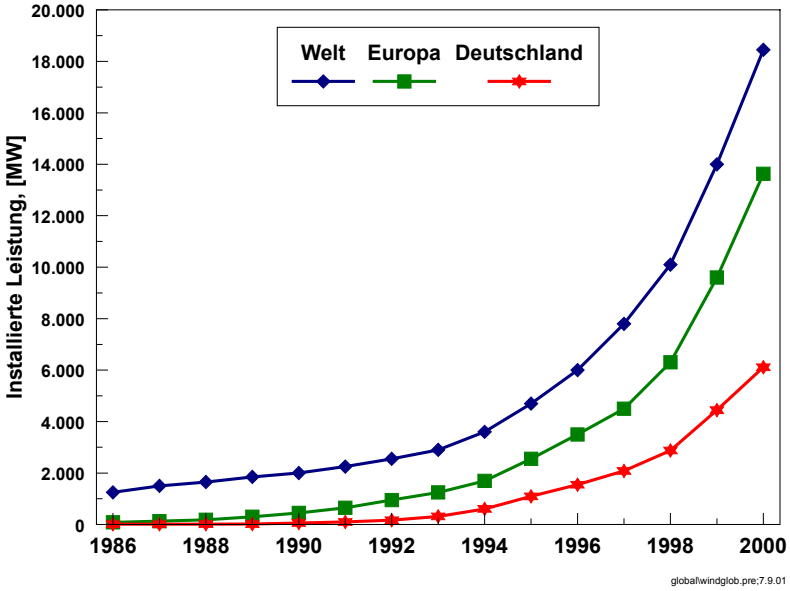


Abbildung 5.14: Entwicklung der kumulierten Leistung der Windenergie seit 1985 für Deutschland, Europa sowie weltweit [DEWI 2001]

In der Weiterentwicklung des Systems Windkraftanlage lassen sich auch weiterhin noch bedeutende Verbesserungspotenziale mobilisieren. Dies betrifft sowohl die einzelnen Komponenten wie auch die Optimierung des Zusammenspiels dieser Komponenten. Die technische Entwicklung konzentriert sich auf die weitere Verringerung der bewegten Massen, auf Langlebigkeit und Wartungsfreundlichkeit der Komponenten, Weiterentwicklung von Getrieben und Generatoren sowie generell weitere Rationalisierungsmöglichkeiten bei der Fertigung, also letztlich auf eine weitere Verringerung von Investitions- und Betriebskosten. Neue Regelungsverfahren können die mechanische Belastung von Anlagenkomponenten reduzieren, Fehlerfrüherkennungssystemen vermindern Wartungsaufwand und Stillstandszeiten. Auch die Emission von Lärm wird sich in Zukunft noch reduzieren lassen. Zu einem weiteren wichtigen Entwicklungsfeld sind. Offshore-Windanlagen bzw. -parks mit ihren teilweise neuen Anforderungen bezüglich Korrosion oder dynamischer Lasten geworden. Sie versprechen auf längere Sicht hohe Potenziale und günstige Stromgestehungskosten.

5.2.2.2 Kosten und Kostensenkungspotenziale

Die Kosten von WKA können auf Grund der regen Marktentwicklung der Windenergie heute sehr präzise angegeben werden (BWE 2000). Überdies wurden in Vorbereitung des EEG eine Reihe von gründlichen Kostenuntersuchungen angestellt, die insbesondere Aufschluss über die Betriebskosten und Ersatzinvestitionen geben (DEWI 1999; BWE 1999; Noord 1999). Die Bandbreite der Investitionskosten für Anlagen zwischen 500 kW und 1.500 kW Leistung lag 1999 ab Werk zwischen 1.450 und 1.850 DM/kW. Hinzu kommen Investitionsnebenkosten zwischen 30 und 35 % der Anlagenkosten entsprechend 500 bis 650 DM/kW.

Dazu gehören Kosten für Fundamente, Netzanbindung (jedoch nicht eventuelle Netzverstärkungskosten), Geländererschließung, Planung und sonstige Kosten bis zur Inbetriebnahme der Anlage. Die gesamten Investitionskosten für Einzelanlagen bewegen sich somit zwischen 1.900 und 2.450 DM/kW (**Tabelle 5.7**). Bei Windparks reduzieren sich i. allg. sowohl die spezifischen Anlagenkosten als auch die Erschließungskosten. Da sich jedoch auch die Ausbeute verringert (Parkwirkungsgrad je nach Aufstellung zwischen 90 und 94 %), ergeben sich näherungsweise ähnliche Stromgestehungskosten wie für Einzelanlagen. Als Referenzanlage lässt sich für 1999 eine 900 kW-Anlage definieren (= typische Leistung der 1999 installierten Neuanlagen) mit einer spez. Leistung von 450 W/m² und einer Nabenhöhe von 55 m, deren Investitionskosten bei 2.150 DM/kW (davon 500 DM/kW für Nebenkosten) liegen. An jährlichen Kosten für Betrieb, Wartung, Versicherung und Pacht werden für jetzige Neuanlagen 6 %/a der Investitionskosten angesetzt.

Tabelle 5.7: Referenzanlage für WKA-Einzelanlagen auf dem Festland

	1999		**2010**	**2020**
	Bandbreite	**Referenz**	**Referenz**	**Referenz**
Leistung, kW	500-1500	900	1500	2000
Rotordurchmesser, m	40-65	50	65	75
Spez. Leistung, W/m²	390-460	450	450	450
Nabenhöhe, m	42-75	55	65	70
Mittlere Windgeschwindigkeit (10 m Höhe), m/s	4,0-6,5	4,5/ 5,0/ 6,0	4,5/ 5,0/ 6,0	4,5/ 5,0/ 6,0
Nennlaststunden, h/a	1000-3250	1580/ 1970/2700	1780/ 2180/ 2930	1880/ 2300/ 3050
Anlagenkosten, DM/kW	1450-1850	1650	1150	1000
Nebenkosten, DM/kW	450-600	500	450	400
Betrieb, Wartung und Versicherung, Pacht, % Inv./a	5-8	6	5	5
Stromgestehungskosten, Pf/kWh (6% Zins, 15a Abschreibung)	**35,0-11,0**	**22,2/ 7,8/13,0**	**13,7/ 11,2/ 8,4**	**11,4/ 9,3/ 7,0**

Mit diesen Eckdaten ergeben sich für heutige Anlagen an der Küste (4,5 bis 6,0 m/s mittlere Jahreswindgeschwindigkeit in 10 m Höhe) bei einer Abschreibung von 15 a und einem Zinssatz von 6 %/a für Nennlaststunden zwischen 1.600 h/a und 2.700 h/a Stromgestehungskosten zwischen 22 und 13 Pf/kWh mit typischen mittleren Werten um 18 Pf/kWh (2.000 h/a). Für Anlagen im Binnenland (4,0 bis 5,0 m/s) liegen die Werte zwischen 33 und 18 Pf/kWh (**Abbildung 5.15**). Die genannten technologischen Entwicklungen tragen zur weiteren Kostensenkung bei. Bereits die bisherigen Lern- bzw. Erfahrungskurven der Windenergie waren bemerkenswert stabil. Die Angaben für dänische Anlagen, die zwischen 1981 und 1995 hergestellt wurden, und deren Verkauf in diesem Zeitpunkt von kumulierten 7 MW auf 2.500 MW stieg, weisen auf einen mittleren Lernfaktor[20] von 0,90 hin [Nitsch 1998; Ma-

[20] Eine Lernkurve kann durch die Potenzfunktion $C_x/C_o = P^{-b}$ angenähert werden, mit P_x als kumulierte Produktion (Stückzahl, Leistung u.ä.), Co als spezifische Kosten der ersten kommerziellen Einheit und b als Konstante, welche den Grad der Kostensenkung beschreibt. Als „Lernfaktor“ f wird das erreichbare Kostenniveau bei einer Verdopplung der kumulierten Produktion bezeichnet. Es gilt $f = 2^{-b}$. Bei f = 0,9 sinken die Kosten bei doppelter kumulierter Menge also um 10 %.

ckay 1998]. Deutsche Anlagen haben sich in der sehr dynamischen Entwicklungsphase 1990 bis 1996 rascher verbilligt (Lernfaktor 0,87).

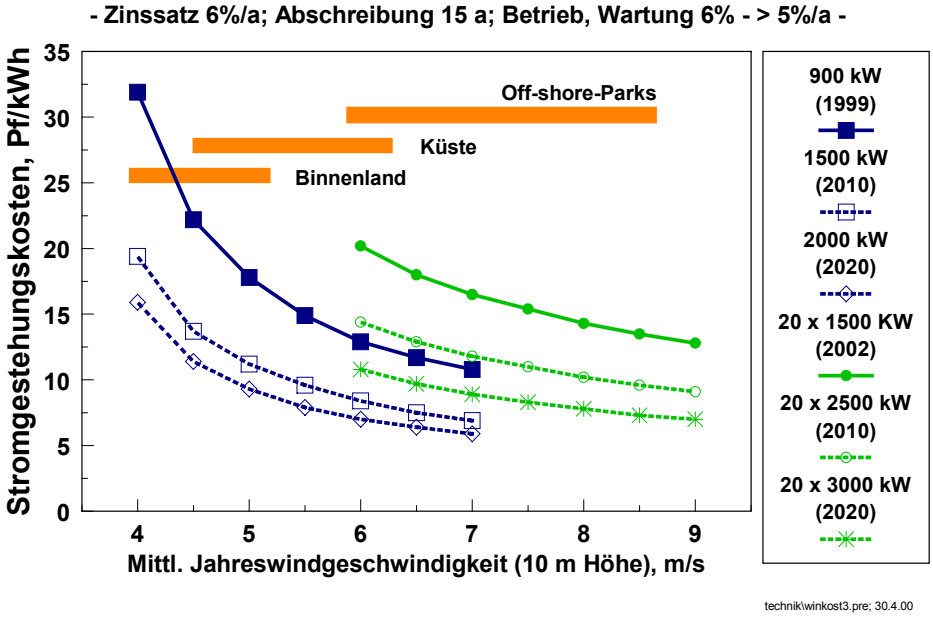


Abbildung 5.15: Stromgestehungskosten heutiger und zukünftiger WKA - Referenzanlagen in Abhängigkeit der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit in 10 m Höhe

Aus [Atlas 1998] kann, bezogen auf die kumulierte Leistung in Europa, ein Lernfaktor von 0,88 abgeleitet werden. Seit dem Beginn einer nennenswerten kommerziellen Windenergienutzung in Deutschland im Jahr 1985 haben sich die Investitionskosten um den Faktor 3 verringert, zwischen 1995 und 1999 sanken die Kosten um weitere 20 %. Auf Grund der weiter absehbaren Marktdynamik und obiger technologischer Verbesserungspotenziale kann auch weiterhin von eine Lernfaktor von 0,90-0,91 ausgegangen werden. Für kumulierte Leistungen von 18.000-20 000 MW, wie sie in Deutschland um 2010 erwartet werden können sind damit spezifische Anlagenkosten zwischen 1.100 und 1.200 DM/kW erreichbar.

Ein Lernfaktor von 0,905 ist die Ausgangsbasis für die Referenzanlage 2010 Tabelle 5.7). WKA sind damit mittelfristig (2010) um rund 30 % kostengünstiger als derzeit. Mit 10 % fallen dagegen die Kostenreduktionen für die Nebenkosten deutlich geringer aus. Die Gesamtinvestitionen reduzieren sich in diesem Zeitraum somit um rund 25%, was mit 13,7 Pf/kWh (4,5 m/s in 10 m Höhe) bis 8,4 Pf/kWh (6,0 m/s in 10 m Höhe) entsprechende Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten hat. Im zeitlichen Verlauf fielen die mittleren Stromgestehungskosten aus der Windenergie in Deutschland in der Vergangenheit deutlich von rund 45 Pf/kWh im Jahr 1987 auf derzeit ca. 18 Pf/kWh. Als Grenzwert einer ausgereiften Marktentwicklung kann die Referenztechnologie 2020 angesehen werden. Hierfür werden, unter Beachtung der Erfahrungskurven und weiter wachsender Märkte spezifische Gesamtkosten von 1.400 DM/kW für Anlagen auf dem Festland (35% unter heutigen Kosten) angesetzt. Das damit erreichbaren Kostenniveau der Stromerzeugung erreicht Werte zwischen 11,5 Pf/kWh und 7,0 Pf/kWh.

5.2.2.3 Technische Potenziale und Angebotskurven der Windenergienutzung

Das technische Potenzial der Windenergienutzung auf dem deutschen Festland beträgt nach verschiedenen Untersuchungen zwischen 63 und 128 TWh/a [Altner, 1995], wobei der geringere Wert mit Anlagen kleiner, heute nicht mehr üblicher Leistung abgeschätzt wurde. Repräsentativ ist daher eher der Wert 83 TWh/a [BMU 1999]. Davon befindet sich allerdings nur 23% in Gebieten mit mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten > 5 m/s. Für die deutsche Offshore-Nutzung lautet der Wert für das Gesamtpotenzial 237 TWh/a [Garrad 1995]. Setzt man dieselben Reduktionen wie für Gesamteuropa an, erhält man nur noch 42 TWh/a für das reduzierte Potenzial. Andere Untersuchungen [TAB 2000] gehen von rund 80 TWh/a technisch nutzbarem Offshore-Potenzial für Deutschland aus. Das gesicherte technische Potenzial für Deutschland einschließlich der Offshore-Nutzung lautet demnach 130 TWh/a**,** zusätzlich kann von einem weiteren erschließbaren technischen Potenzial von 235 TWh/a, also von insgesamt 365 TWh/a ausgegangen werden.

Für **Baden-Württemberg** liegen verschiedene Potenzialabschätzungen vor. Beschränkt man sich ebenfalls auf Gebiete mit Windgeschwindigkeiten > 4 m/s (10 m Höhe), so ist die Untergrenze des technischen Potenzials unter Berücksichtigung aller wesentlichen gesetzlichen Restriktionen mit etwa 200 MW bzw. 350 GWh/a gekennzeichnet [Wiese 1994]. Im [Energiegutachten 1987] wurden dagegen deutlich höhere Potenziale von 690 MW (740 GWh/a) bei einer Anlagenleistung von nur 200 kW ermittelt. In [LNV 1996] wurde auf der Basis von 500 kW-Anlagen ein technisches Potenzial von 500 MW (920 GWh/a) angegeben. Neuere Detailabschätzungen auf der Basis moderner Anlagen um 1 MW Einheitsleistung zeigen für Teilregionen relativ hohe Potenziale. Allein in die Region Stuttgart würde eine 100 %ige Nutzung der geeigneten Flächen (11.930 ha) einem technischen Potenzial von 630 MW (!) entsprechen [Region Stuttgart 2000]. Realistisch ist jedoch maximal eine etwa 10 %ige Ausnutzung der betreffenden Flächen. Auf der Basis der vorliegenden Angaben kann für Baden-Württemberg in Gebieten > 4m/s (10 m Höhe) von einem technischen Potenzial zwischen **540 MW bzw. 975 GWh/a (1.000 kW-Anlagen) und 790 MW bzw. 1.500 GWh/a (2.000 kW-Anlagen)** ausgegangen werden. Dabei sind insgesamt 145 km² für die Windenergienutzung geeignete Flächen berücksichtigt, was 0,4 % der Fläche des Landes entspricht. Wird ein mittlerer Wert von 655 MW bzw. 1.220 GWh/a**,** was 437 Anlagen der Einheitsleistung 1,5 MW entspricht, zugrunde gelegt, so lassen sich in der kostengünstigsten Windzone 5-6 m/s (10 m Höhe) rund 230 GWh/a erzeugen. In Gebieten mit mittleren Windgeschwindigkeiten zwischen 3 und 4 m/s, die aus Kostengründen günstigstenfalls erst langfristig erschlossen werden können, lassen sich weitere 2.850 GWh/a Strom gewinnen.

Eine Zusammenfassung der technischen Potenziale einer Stromerzeugung aus Windenergie findet man in **Tabelle 5.8**. Die gesicherten Potenzialwerte entsprechen Anteilen am gegenwärtigen Stromverbrauch von 50 % (Westeuropa) bzw. 25 % (Deutschland), die jeweiligen Anteile für das Gesamtpotenzial lauten 190 % (Westeuropa) und 72 % (Deutschland). Das gesamte technische Potenziale der Windenergie in BW mit 4.070 GWh/a entspricht 6 % der gegenwärtigen Nettostromerzeugung, das „gesicherte“ Potenziale (Gebiete bis 4 m/s) dagegen nur knapp 2 %.

Fasst man Potenziale, Kosten und deren Degressionspotenziale zusammen so ergeben sich die gegenwärtigen und zukünftigen Angebotskurven der Windenergie in BW (**Abbildung 5.16**). Die gegenwärtigen mittleren Kosten liegen bei rund 19 Pf/kWh in den windgünstigsten Gebieten von BW. Die Kostendegression erlaubt mittelfristig trotz weiter Erschließung, dargestellt am REG -Teilszenario NACHHALTIGKEIT, ein weitere Kostensenkung. Die mittleren Kosten des jeweiligen Bestandes können so längerfristig bei rund 15 Pf/kWh einpendeln mit günstigsten Werten knapp unter 10 Pf/kWh.

Tabelle 5.8: Gesicherte und zusätzlich erschließbare technische Potenziale der Stromerzeugung aus Windenergie in Westeuropa und Deutschland (in TWh/a)

	Gesichertes Potenzial		Zusätzlich erschließbares P.		Gesamt
	Festland	Offshore	Festland	Offshore	
Westeuropa	630	315	670	2715	4330
Deutschland	83	47	45	190	365
BW	**1,2**	**-**	**2,85**	**-**	**4,05**

Gemessen an vergleichbaren Bundesländern hat BW deutliche Defizite bei der Erschließung der Windenergiepotenziale. So beträgt die flächenspezifische installierte Windleistung mit 1,9 kW/km² weniger als ein Zehntel der Länder Nordrhein-Westfalen und Sachsen (**Abbildung 5.17**). Ihr Beitrag zur Stromerzeugung sollte gemäß dem Verdopplungsziel im Jahr 2010 rund 950 GWh/a erreichen, wozu **520 MW** kumulierte Leistung erforderlich sind, (Szenario NACHHALTIGKEIT). Dazu muss die Windenergie in BW mit durchschnittlich 50 MW/a ausgebaut werden, was etwa einer Verdopplung der Zubaurate des Jahres 2000 entspricht. Die kumulierte flächenspezifische Windleistung liegt dann im Jahr 2010 mit 15 kW/km² bei dem Wert, den NRW und Sachsen bereits heute haben. Bei Fortschreibung des (günstigen) Zubautrend des Jahres 2000 sind dagegen rund 300 MW Leistung im Jahr 2010 zu erwarten, (Szenario TREND). Die für Baden-Württemberg anzustrebenden jährlichen Zubauraten von etwa 50 MW/a sind in vergleichbaren Bundesländern bereits verwirklicht worden.

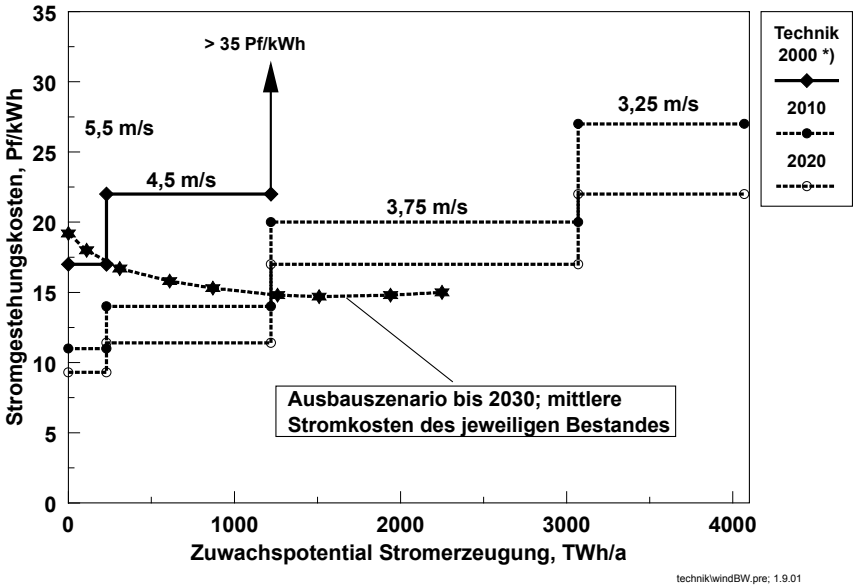


Abbildung 5.16: Angebotskurven der Windenergie in Baden-Württemberg für den heutigen den Technologiestatus und für 2010 und 2020 und ein mögliches Ausbauszenario bis 2030 mit einer maximalen Stromerzeugung von 2.300 GWh/a

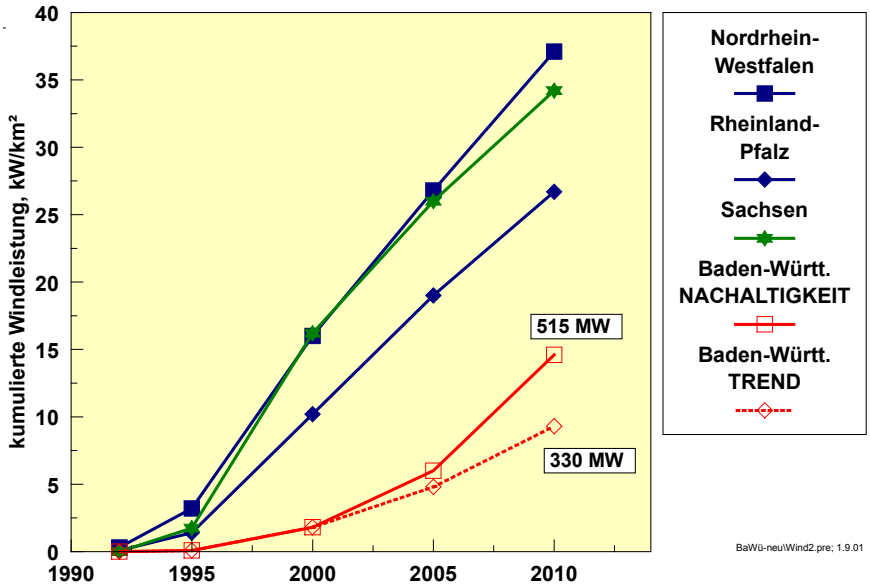


Abbildung 5.17: Flächenspezifische Windleistung in verschiedenen Bundesländern und Zubau bis 2010 im Rahmen des „Verdopplungsziels 2010“ ; Bandbreite des Zubaus in BW bis 2010

5.2.3 Photovoltaik

5.2.3.1 Heutiger Status und Entwicklungspotenziale

Der **Photovoltaikmarkt** hat sich in den letzten zwei Jahrzehnten sehr dynamisch entwickelt. Die Weltjahresproduktion stiegt von 5 MW_p/a in 1980 auf 280 MW_p/a in 2000 [**Abbildung 5.18**], die durchschnittliche Wachstumsrate seit 1990 betrug 20 %/a, in den letzten drei Jahren stieg sie auf knapp 30 %/a. Insgesamt sind derzeit weltweit etwa 1.500 MWp Photovoltaik installiert. Die stark wachsende Nachfrage nach PV-Anlagen und die intensive technologische Weiterentwicklung haben in diesem Zeitraum gleichzeitig zu beachtlichen Kostenreduktion bei der Modulfertigung geführt. Seit den frühen 1980er-Jahren haben sich die Modulpreise real von rund 20 $/$W_p$ auf 3,5-4 $/$W_p$ verringert. Auch die übrigen Systemkosten (Wechselrichter, Tragestrukturen, Installation, Infrastruktur), die rund 40 % der Gesamtkosten einer kompletten Anlage betragen, konnten in der Vergangenheit erheblich reduziert werden

Das Marktwachstum in Deutschland wird stark durch die energiepolitischen Rahmenbedingungen bestimmt (relativ große F+E-Förderung, EEG, 100.000-Dächer-Programm). Rund 50 % der in Europa installierten PV-Leistung befindet sich in Deutschland. Während das Volumen des deutschen PV-Marktes in den letzten Jahren bei 10-15 MW_p/a lag, stieg es im Jahr 2000 auf 40 MW_p/a. Ende 2000 waren in Deutschland 114 MW installiert, in Baden-Württemberg ca. 15 MW.

Obwohl die Wachstumsgradienten der Photovoltaikmärkte beträchtlich sind, liegt der Beitrag dieser Technologie zur Energieversorgung weltweit noch deutlich unter 0,01 %; in Deutschland wurde der Wert 0,02 % gerade überschritten. Selbst bei weiterhin anhaltenden starken Wachstumstendenzen – wofür die Ausbaupläne an Fertigungskapazität für PV-Module sprechen – können 0,1 % Anteile erst um 2010 und 1 %-Anteile um 2020 erreicht werden. Photovoltaik ist also im Vergleich zu anderen Technologien zur Nutzung von REG als

Langfristoption einzuschätzen. Sie gewinnt ihre Bedeutung aus ihren weiteren, noch hohen technischen und ökonomischen Entwicklungsmöglichkeiten, dem sehr großen technischen Potenzial und der hohen Einsatzflexibilität.

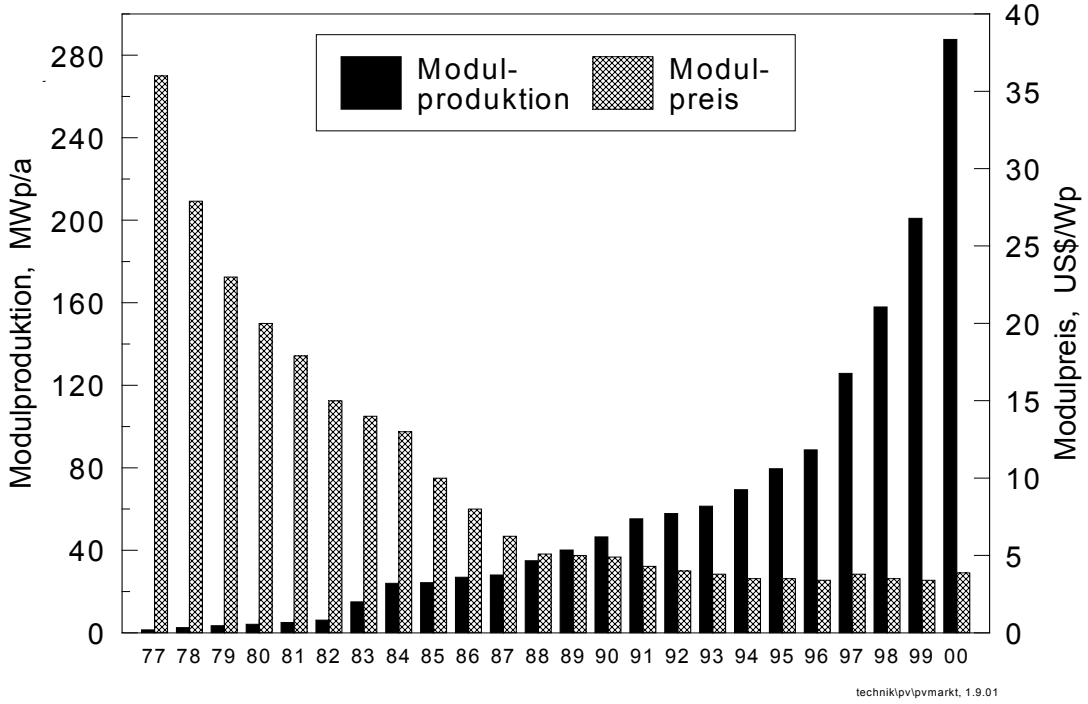


Abbildung 5.18: Entwicklung der globalen PV-Modulproduktion und der Modulpreise seit 1977 [Staiß, 2000; PV News 2001]

Die Entwicklungsarbeiten im Bereich der Photovoltaik konzentrieren sich einerseits auf die stetige Verbesserung vorhandener Module und Systemkomponenten, wobei Rationalisierungsmöglichkeiten in der Fertigung und größere Fertigungsanlagen eine große Rolle spielen. Anderseits werden neue Zelltypen im Dünnschichtbereich bzw. deren Produktionsverfahren weiterentwickelt um deren große Möglichkeiten an Material-, Energie- und Kosteneinsparung zu mobilisieren. Im Bereich der Zellen werden die Wirkungsgrade kommerzieller kristalliner Siliziumzellen in den nächsten 10 Jahren auf 15-20 % ansteigen. Dünnschichtzellen auf der Basis von CIS oder CdTe werden sich bis dahin den Markteintritt verschafft haben und auf Grund ihrer großen geometrischen und elektrischen Gestaltungsfreiheit neue Marktsegmente erschließen. Auch Zellen auf der Basis von kristallinem Dünnschichtsilizium mit reduziertem Materialeinsatz dürften in diesem Zeitraum kommerziell zur Verfügung stehen. Weitere fertigungstechnische Entwicklungen in Richtung hoher Automatisierung und großer Flexibilität werden an Bedeutung gewinnen. Die mit obigen Tendenzen erreichbaren Kostensenkungen im Zell- und Modulbereich verstärken die Notwendigkeit im Bereich der Systemtechnik ebenfalls zu einer Verringerung von Fertigungsaufwand, Materialeinsatz und Montageaufwand zu gelangen. Neben der Optimierung der einzelnen Teilkomponenten (z.B. weitere Verringerung der Verlusten von Wechselrichtern) ist dabei auch eine Gesamtbetrachtung des PV-Systems und seines Trägers (also des Gebäudes) erforderlich, um die Möglichkeiten der Integration und der gleichzeitigen Erfüllung mehrerer Funktionen in einer modifizierten oder neuen Systemkonfiguration auszuschöpfen.

5.2.3.2 Kosten und Kostensenkungspotenziale

Kosten und Energieausbeuten heutiger Anlagen werden im folgenden nur für netzgekoppelte Systeme betrachtet, da zum einen deren zukünftiges Wachstum aus energiewirtschaftlicher Sicht besonders interessant ist und zum andern die Kosten und Ausbeute netzunabhängiger Systeme stark von der Einsatzart, sowie von Art und Intensität der Energiespeicherung und der Anpassung an den Verbrauch abhängen. Die Referenzsysteme (**Tabelle 5.9**) müssen einen größeren Leistungsbereich überstreichen, da sowohl Jahresnutzungsgrade als auch die Stromgestehungskosten von der Einheitsleistung der Anlagen abhängen.

Tabelle 5.9: Referenzsysteme netzgekoppelter Photovoltaikanlagen: Module mit multikristallinem Silizium, Status 1999; Standorte Mitteleuropa und einstrahlungsreiche Regionen, (6 % Zins, 20 a Abschreibung)

Parameter	Einheit	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3	Anlage 4
Technik:					
Wechselstrom-Nennleistung 1)	KW_{AC}	2,0	20,0	100	500
Modulleistung (DC, STC)	KW_p	2,6	25,3	121	592
Modulwirkungsgrad	%	14,0	14,0	14,0	14,0
Jahresnutzungsgrad	%	10,1	10,4	10,8	11,2
Generatorfläche	m²	20,7	201	961	4700
Kosten:					
Investitionen (bez. auf kW_{AC})	DM/kW_{Ac}	18 300	15 800	13 300	11 800
(bez. auf kWp)	DM/kW_p	14 000	12 500	11 000	10 000
davon Module	DM/kW_p	8 500	1) 500	1) 500	1) 000
davon Systemtechnik	DM/kW_p	1) 500	1) 000	4 500	4 000
Betriebskosten, Wartung, Instandhaltung	% Invest/a	0,55	0,55	0,50	0,50
Energieausbeute; Stromkosten (Mitteleuropa):					
Einstrahlung in Modulebene	KWh/m²,a	1 150	1 150	1 150	1 150
Jahresenergieertrag	MWh_{AC}/a	2,16	21,5	107,8	545
Spez. Ausbeute	$KWh/kW_p,a$	826	850	890	921
Stromgestehungskosten	**Pf/kWh**	**157**	**136**	**114**	**100**
Energieausbeute; Stromkosten (Südeuropa; Nordafrika):					
Einstrahlung in Modulebene	KWh/m²,a	1 850	1 850	1 850	1 850
Jahresenergieertrag	Mwh_{AC}/a	3,47	34,6	173,8	878
Spez. Ausbeute	$KWh/kW_p,a$	1 329	1 368	1 433	1 482
Stromgestehungskosten	**Pf/kWh**	**98**	**85**	**71**	**62**

1) Leistungsabgabe bei 1000 W/m² Strahlungsleistung in Modulebene.

Es werden vier Referenzanlagen betrachtet, die einen Leistungsbereich von 2 bis 500 kW Wechselstromleistung überdecken. Anlage 1 ist der Vertreter einer typische Schrägdachanlage, während sich die größeren Anlagen i.d.R. auf den Flachdächern von Großgebäuden befinden oder integrierter Bestandteil des Daches sind (z.B. Akademie Herne, Neue Messe München mit je 1.000 kW). Typische Jahresnutzungsgrade liegen zwischen 10 und 11 %.

Die spezifischen Kosten der Anlagen sinken mit der Einheitsleistung wegen günstigerer Modulpreise und Einsparungen bei der Systemtechnik. Die charakteristische Bandbreite der Investitionskosten im angegebenen Leistungsbereich liegt zwischen 14.000 DM/kWp (2 kW_{Ac}) und 10.000 DM/kWp (500 kW_{AC}), wovon die Modulkosten rund 60 % ausmachen. Die daraus ableitbaren Stromgestehungskosten bewegen sich in mitteleuropäischen Breiten für 2 kW-Anlagen zwischen 1,40 und 1,80 DM/kWh (bei einer Einstrahlung in der Modulebene von 1.300 bis 1.000 kWh/m²,a) und sinken bei Großanlagen von 500 kW Leistung auf Werte zwischen 0,90 und 1,15 DM/kWh. Die deutlich höhere Ausbeute in Regionen höherer Einstrahlung führt zu entsprechend verringerten Stromgestehungskosten zwischen 0,90 und 1,05 DM/kWh (2.000 bis 1.700 kWh/m²,a) für 2 kW-Anlagen und zu 0,60 bis 0,70 DM/kWh für Großanlagen.

Die Photovoltaik als noch kostenintensive Technologie steht unter dem „Diktat“ der Kostensenkung. Bereits in der Vergangenheit haben sich Solarzellen- und –module als sehr „lernfähige“ Technologie erwiesen. Die Lernkurve der PV-Weltmarktproduktion von 1976 bis 1998 ergibt einen relativ günstigen mittleren Lernfaktor von f = 0,78. Für eine längerfristige Fortschreibung der Photovoltaik empfiehlt sich eine allmähliche Zurücknahme des Lernfaktors mit wachsender kumulierter Produktion. In den nächsten zehn Jahren ist keine sprunghafte Veränderung der Produktionskosten zu erwarten. In etwa kann auf der Basis der polykristallinen Siliziumtechnologie eine Halbierung der derzeitigen Modulkosten bis 2010 erwartet werden. Kommen in stärkerem Ausmaß Dünnschichtzellen in die Fertigung, so sind Herstellkosten für Module um 2,5-3 DM/kWp möglich, wenn die Fertigungskapazitäten einer Anlage im 10 MWp/a-Bereich liegen (Staiß 2000). Längerfristig sind beim Einsatz sehr großer Fertigungsanlagen mit einer Jahreskapazität deutlich über 100 MWp/a Modulkosten im Bereich 1,5-2,0 DM/kWp vorstellbar. Die hinter diese Abschätzung stehende Ausbauleistung der Photovoltaik beläuft sich dabei auf rund 15.000 MWp im Jahr 2010 und auf rund 100.000 MWp im Jahr 2020.

Die Systempreise für netzgekoppelte Anlagen werden weniger stark sinken, jedoch steckt auch in der Peripherie durch technische Weiterentwicklung (Wechselrichter), in der Vormontage von dachintegrierten Anlagen („solar roofs“), Standardisierungen u.Ä. noch ein Kostenreduktionspotenzial von bis zu 40 % (Staiß 1996). Für Märkte im oben genannten Umfang sind mittlere Systemkosten von 7.000 DM/kW_p um den Zeitraum 2000 ein belastbarer Wert. Aus den genannten Überlegungen lassen sich die Daten der Referenzsysteme für das Jahr 2010 relativ genau eingrenzen (**Tabelle 5.10**).

In der ausgewählten Leistungsbandbreite ergeben sich Systemkosten zwischen 8.000 DM/kW_p (2 kW-Anlage) und 5.750 DM/kW_p (500 kW-Anlage) bei Modulkosten zwischen 3,75 DM/W_p (2 kW-Anlage) und 2,50 DM/W_p. Die spezifischen Ausbeuten sind dank der höheren Modulwirkungsgrade um ca. 10 % höher als gegenwärtig. In Kombination beider Tendenzen lassen sich zu diesem Zeitpunkt um rund real 55% niedrigere Stromgestehungskosten im Vergleich zum Jahr 1999 erzielen. Sie erreichen dann in Mitteleuropa Werte zwischen 55 und 82 Pf/kWh und in einstrahlungsreichen Regionen zwischen 34 und 51 Pf/kWh, sind also deutlich näher an das allgemeine Strompreisniveau herangerückt (**Abbildung 5.19**).

Tabelle 5.10: Referenzsysteme netzgekoppelter Photovoltaikanlagen: Module mit multikristallinem Silizium, Status um 2010; Standorte Mitteleuropa und einstrahlungsreiche Regionen, (6 % Zins, 20 a Abschreibung)

Parameter	Einheit	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3	Anlage 4
Technik:					
Wechselstrom-Nennleistung 1)	KW_{AC}	2,0	20,0	100	500
Modulleistung (DC, STC)	KW_p	2,3	23,1	112	562
Modulwirkungsgrad	%	17,0	17,0	17,0	17,0
Jahresnutzungsgrad	%	13,5	13,6	14,0	14,3
Generatorfläche	m²	15,3	151	735	3673
Kosten:					
Investitionen (bez. auf kW_{AC})	DM/kW_{Ac}	9 400	8 400	6 700	6 500
(bez. auf kWp)	DM/kW_p	8 000	7 250	6 000	5 750
- davon Module	DM/kW_p	4 250	3 750	3 500	3 250
- davon Systemtechnik	DM/kW_p	3 750	3 500	2 500	2 500
Betriebskosten, Wartung, Instandhaltung	% Invest/a	0,55	0,55	0,50	0,50
Energieausbeute; Stromkosten (Mitteleuropa):					
Einstrahlung in Modulebene	KWh/m²,a	1 150	1 150	1 150	1 150
Jahresenergieertrag	MWh_{AC}/a	2,14	21,3	106,4	543
Spez. Ausbeute	$KWh/kW_p,a$	912	921	946	966
Stromgestehungskosten	**Pf/kWh**	**82**	**73**	**58**	**55**
Energieausbeute; Stromkosten (Südeuropa; Nordafrika):					
Einstrahlung in Modulebene	KWh/m²,a	1 850	1 850	1 850	1 850
Jahresenergieertrag	Mwh_{AC}/a	3,44	34,3	171,1	874
Spez. Ausbeute	$KWh/kW_p,a$	1467	1 482	1 522	1 555
Stromgestehungskosten	**Pf/kWh**	**51**	**45**	**36**	**34**

1) Leistungsabgabe bei 1000 W/m² Strahlungsleistung in Modulebene.

Der sich erst längerfristig einstellende Technologiezustand „2020“, der sehr große Marktvolumina und den breiten Einsatz von Dünnschichtzellen voraussetzt, ist durch weitere Kostensenkungen um rund 35 % bei Modulen und um 25 % bei der Peripherie gekennzeichnet. Dies entspricht Modulkosten um 2,0 bis 2,5 DM/Wp und Kosten der übrigen Systemkomponenten und der Einbindung zwischen 2.000 und 2.800 DM/kWp und führt zu Stromgestehungskosten zwischen 0,35 und 0,55 DM/kWh in Mitteleuropa und zwischen 0,20 und 0,35 DM/kWh in Südeuropa (Abbildung 5.7, unteres Band). Diese Kosten können sich einstellen, wenn nach 2010 die Lernkurve der Photovoltaik mit dem Lernfaktor f = 0,85 weitergeführt werden kann.

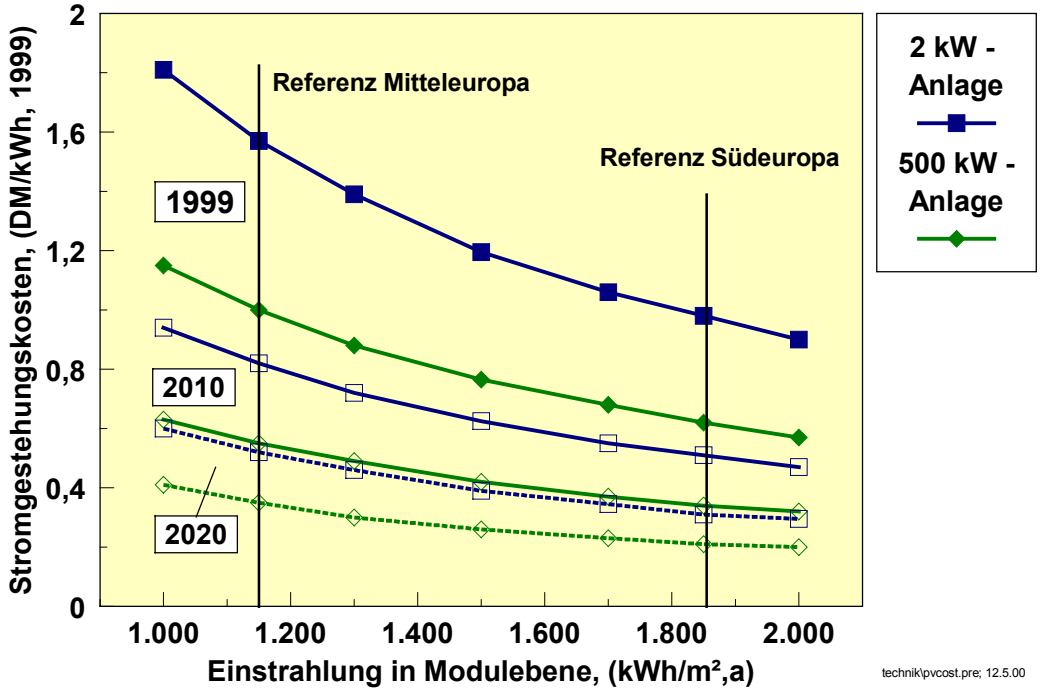


Abbildung 5.19: Stromgestehungskosten der Referenztechniken in Abhängigkeit der Solareinstrahlung für Technologien der Jahre 2000, 2010 und 2020 entsprechend Tabelle 5.9 und Tabelle 5.10

5.2.3.3 Technische Potenziale und Angebotskurven

Das technische Potenzial der Photovoltaik wird durch das Strahlungsangebot an der Modulfläche, die verfügbaren Flächen für die Aufstellung der Anlagen und deren Jahresnutzungsgrad bestimmt. Letzterer sollte bereits zukünftige Technologiedaten berücksichtigen, da eine relevante Ausschöpfung der Potenziale erst längerfristig erfolgen wird. Statt eines mittleren Jahresnutzungsgrads von rund 10 % (1999) wird daher stattdessen von 15 % für die Ermittlung der Potenzialwerte ausgegangen, ein Wert der mittelfristig sicher erreichbar ist, jedoch noch nicht die Obergrenze der Technologie darstellt.[21]

In Deutschland – als Beispiel eines dichtbesiedelten Industrielandes in mittleren Breiten und mit hohem spezifischen Energieverbrauch – lassen sich bei Nutzung von 1 % Landfläche rund 70 % des Strombedarfs decken. Wird jedoch von längerfristig erreichbaren Jahresnutzungsgraden um 15 % ausgegangen werden, erhöht dies die potenzielle PV-Stromerzeugung entsprechend. Überlegungen zu einer praktikablen und ökonomisch sinnvollen Einbindung von PV-Anlagen in bestehende Siedlungsstrukturen, also unter Nutzung von Dachflächen, Fassaden, Überdachungen, Lärmschutzwänden u.Ä., sowie die Beachtung der konkurrierenden Nutzungsmöglichkeiten durch thermische Kollektoren für Warmwasser und Raumheizung legen es nahe, von einem verfügbaren Flächenanteil von rund 1.000 km² Modulfläche auszugehen, was lediglich 0,3 % der Gebietsfläche entspricht. Daraus leitet sich ein Stromerzeugungspotenzial von 155 TWh/a bzw. 30 % des gegenwärtigen Verbrauchs

[21] Mit dem erstgenannten Wert erreicht man in Deutschland eine Ausbeute von 820 kWh/kWp bzw. von 104 kWh/m² Generatorfläche (Modulfläche/Generatorfläche = 0,9); der zweite Wert ermöglicht eine Ausbeute von 960 kWh/kWp bzw. von 170 kWh/m² Generatorfläche. Dabei wird eine jährliche Einstrahlung auf die Modulebene von 1.150 kWh/m², a angenommen.

ab. Dies entspricht einer Wechselstromleistung von 130 GW. Dieses sehr eingegrenzten gesicherte technische Potenzial ist noch so beträchtlich, dass es auf absehbare Zeit, d.h. innerhalb der nächsten Jahrzehnte nur in relativ geringem Maße ausgeschöpft werden kann.

Für **Baden-Württemberg** wird auf der Basis ähnlicher Überlegungen für die Photovoltaik von ein maximal nutzbare Fläche von 120 km² ermittelt, womit **23 TWh/a** Strom bei einer Spitzenleistung von 24 GW bereitstellbar sind, also ca. 35 % der gegenwärtigen Stromerzeugung.

Der stetige Ausbau der Photovoltaik ist mit weiteren Kostendegressionen verbunden. In Verbindung mit der Marktentwicklung in Deutschland und den Ausbauerwartungen bis 2010 (Verdopplungsziel 2010; [BMU 1999]) führt dies in Verbindung mit dem Lernfaktor f = 0,80 und einem Marktvolumen in Deutschland von 250 MW_p/a im Jahr 2010 zu mittleren Stromgestehungskosten von Neuanlagen von **0,73 DM/kWh, (Abbildung 5.8)**. Danach sind in Deutschland 1.550 MW Photovoltaik installiert. Da dann größere Anlagen prozentual stärker vertreten sind als heute, fällt die mittlere Kostendegression etwas stärker aus als diejenige der einzelnen Referenzanlagen. Das entsprechende Zubauszenario zeigt **Abbildung 5.20** [HGF 2001]. Eine entsprechende Weiterführung ergibt für Deutschland im Jahr 2020 Werte von **0,34 DM/kWh** bei einem Marktvolumen von 630 MW/a und einer kumulierten installierten Leistung von 5800 MW; die entsprechende Werte für 2030 lauten: **0,24DM/kWh**, 850 MW/a und 13.000 MW. Selbst bei einer derart kräftigen Entwicklung wird die Photovoltaik auch auf längere Sicht durch relativ hohe Stromgestehungskosten gekennzeichnet sein. Sie wird also – neben ihrer möglichen Einbindung in ein marktorientiertes Förderinstrument – auf absehbare Zeit auch weitere spezifische Förderinstrumente benötigen, wenn ein derartiges Wachstums aufrechterhalten bleiben soll.

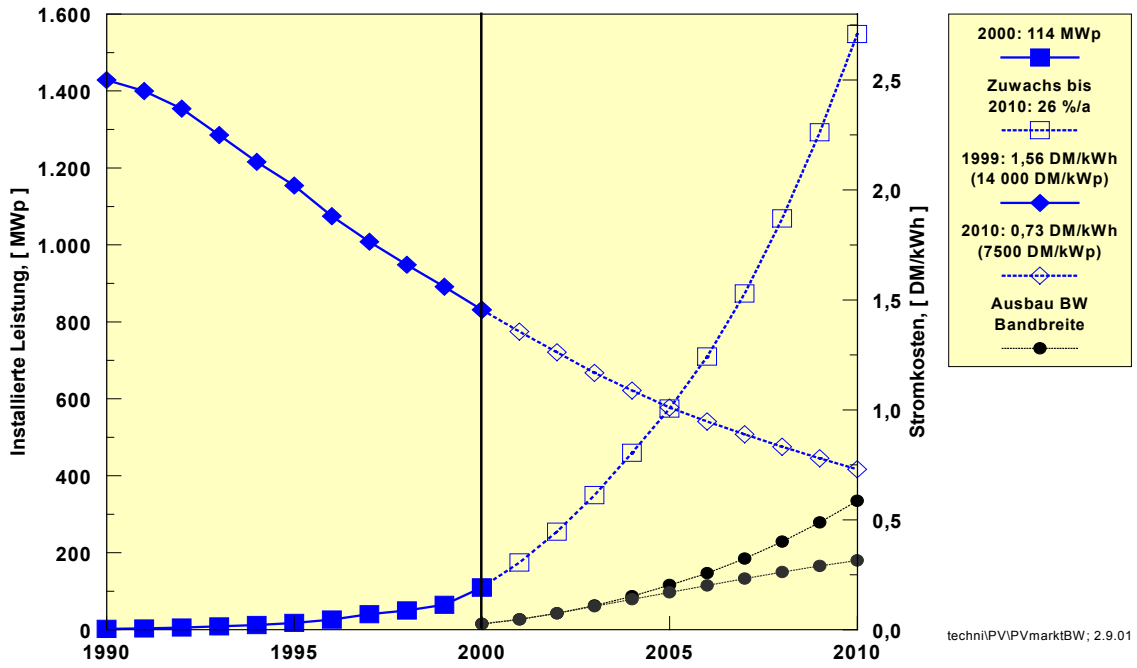


Abbildung 5.20: Zubauszenario für Photovoltaik im Rahmen des Verdopplungsziels 2010 für erneuerbare Energien; Bandbreite des möglichen Ausbaus in Baden-Württemberg

Für BW lassen sich unter der Voraussetzung dieser dynamischen PV-Entwicklung entsprechend Zubauszenarien ableiten. Sie führen im Jahr 2010 zu einem Markvolumen von 55 MW/a und einer kumulierten Leistung von 335 MW (Abbildung 5.20, obere Kurve für BW; Szenario NACHHALTIGKET)). Stagniert dagegen das Markvolumen bei etwa 15 MW/a, so halbiert sich die in 2010 installierte Leistung (Abbildung 5.20, untere Kurve; Szenario TREND).

5.2.4 Strom- und Wärmeerzeugung aus Biogas

5.2.4.1 Heutiger Status und Entwicklungspotenziale

Als Ausgangsstoffe für die Bildung von Biogas eignen sich sämtliche vergärbaren Reststoffe, also Gülle aus landwirtschaftlicher Tierhaltung, Biomüll, Klärschlamm und kommunale Abwässer oder Speisereste. Auch aus Deponien tritt Biogas aus, das heute weitgehend energetisch genutzt wird. Besonders attraktiv ist die gleichzeitige Vergärung von landwirtschaftlichen mit gewerblichen oder Haushaltsabfällen, die sog. Kofermentation. Mit ihr kann die Ausbeute an Biogas deutlich gesteigert und zusätzliche Entsorgungserlöse erzielen werden. Der verbreiteten Einführung der Kofermentation stehen allerdings noch logistische und rechtliche Hürden entgegen, wie Vorschriften zur Schadstofffreiheit und zur Hygienisierung, ausreichende Ausbringmöglichkeit für das zusätzliche Substrat, gesicherte Verfügbarkeit der Zusatzabfälle u.a.

Biogas kann thermisch in geringfügig modifizierten Erdgaskesseln und Kochherden eingesetzt werden. Dies ist besonders bei Kleinanlagen im ländlichen Raum und in Entwicklungsländern sinnvoll. Bei größeren Anlagen ist der Einsatz eines Blockheizkraftwerk zweckmäßig. Das BHKW deckt dabei auch den Eigenbedarf der Anlage an Strom und Wärme, der bei durchschnittlichen Anlagen je nach Ausgangsstoff zwischen 5 und 40 % des Stroms für Rührwerke und andere elektrische Aggregate bzw. zwischen 10 und 50 % der Wärme beträgt. Auch ökonomisch ist die gekoppelte Erzeugung von Kraft und Wärme wegen der Möglichkeit der Stromeigennutzung bzw. der durch das EEG gesicherten Vergütung sinnvoller als die bloße thermische Nutzung von Biogas. Anzustreben ist jedoch die möglichst vollständige Nutzung überschüssiger Wärme. Hier ist die Einbindung in ein Fernwärmenetz oder die Kopplung mit einem ganzjährigen Wärmeabnehmer (Gewerbebetriebe, Hallenbäder etc.) bzw. die Nutzung der Wärme zur Hygienisierung von Speiseabfällen vorteilhaft.

Verfahrensfortschritte und damit verbundene Kostensenkungen, sowie der Einstieg in die Kofermentation haben in Verbindung mit verschiedenen Fördermaßnahmen letzten Jahren zu einem deutlichen Wachstum im Anlagenbau geführt. Während 1990 in Deutschland erst ca. 100 Anlagen Biogas produzierten, waren es Ende 2000 bereits 1.050 Anlagen mit einer Leistung von insgesamt 75 MW_{el} [Biogas 2001]. Davon stehen 40 % in Bayern und 25 % in Baden-Württemberg. Hier sind auch stark die (kleineren) bäuerlichen Einzelanlagen konzentriert, während in Niedersachsen auch größere Anlagen und Gemeinschaftsanlagen zu finden sind. Vereinzelt sind auch Anlagen zur Vergärung von Biomüll in Betrieb bzw. in Planung. Hinzu kommen 440 Deponie- und Klärgas-BHKW mit insgesamt 280 MW Leistung, [Jahrbuch 2001]. Insgesamt lieferte die Vergärung von Biomassen im Jahr 2000 rund 1.200 GWh/a Strom; davon stammen nur rund 150 GWh/a aus landwirtschaftlicher Tierhaltung und sonstigen organischen Reststoffen. Allerdings wurde eine nicht bekannte Strommenge bisher selbst verwendet. Das dürfte sich in Zukunft wegen der günstigen Vergütungsbedingungen des EEG jedoch ändern. Mit insgesamt 150 GWh/a (1999) entfallen auf BW rund 13 % der gesamten Stromerzeugung aus der Vergärung von Biomassen.

5.2.4.2 Kosten und Kostensenkungspotenziale

Die Kosten von Biogasanlagen hängen in starkem Maße von der Anlagengröße, dem Kofermentationsanteil, den Entsorgungsgutschriften, der Gasausbeute, dem Stromeigenbedarf, dem externen Wärmebedarf und anderen Nutzen (z. B. Düngewertverbesserungen) ab, die meisten Anlagen sind zudem auf die individuellen Gegebenheiten des jeweiligen Hofes zugeschnitten [Flaig 1998]. Verallgemeinernde Aussagen sind daher nur für weitgehend standardisierte kommerzielle Anlagen sinnvoll. Diese werden jedoch erst ein nennenswertes Marktwachstum erreichen, wenn eine deutlich intensivere Erschließung des Potenzials stattfindet. In **Tabelle 5.11** sind die entsprechenden Referenzanlagen zusammengestellt. Es handelt sich um drei einzelbetriebliche Anlagen zwischen 50 Großvieheinheiten (GVE) und 250 GVE bzw. 18 bis 58 kW_{el} und um drei Gemeinschaftsanlagen mit Kofermentation zwischen 1.200 und 6.500 m³ Reaktorvolumen bzw. 280 bis 1.900 kW_{el}. Damit werden alle relevanten Größen und Ausführungsarten abgedeckt. Die Investitionskosten der einzelbetrieblichen Anlagen, welche sich umgerechnet auf 1.800 DM/GVE (Anlage 1) bis 930 DM/GVE (Anlage 3) belaufen, liegen bereits im unteren Bereich (derzeit sind Werte um 1.500-2.000 DM/GVE für Anlagen ab 80 GVE üblich), da von standardisierten Anlagen in größeren Stückzahlen ausgegangen wird. Deshalb werden auch keine weiteren zukünftigen Kostensenkungen unterstellt. Ersichtlich ist, dass erst einzelbetriebliche Anlagen über 100 GVE tendenziell in den Bereich der Wirtschaftlichkeit kommen, der durch anlegbare Strompreise bei Eigenverwendung (ca. 25 Pf/kWh) bzw. Netzeinspeisung (bis zu 20 Pf/kWh) gekennzeichnet ist. Voraussetzung dafür ist auch eine möglichst weitgehende Verwertung der Nutzwärme, wie aus den Stromkosten bei unterschiedlicher Wärmegutschrift ersichtlich ist.

Gemeinschaftsanlagen verlangen relativ aufwendige Installationen, bestehend aus Bioreaktor, Hygienisierung-, Mischbehältern, Pumpen, Gasbehältern u.a., die sich in entsprechenden Investitionskosten niederschlagen. Deshalb ist eine möglichst hohe Gasausbeute, erreichbar durch Kofermentation, unumgänglich, um in wirtschaftliche Bereiche zu gelangen. Die Stromkosten der Gemeinschaftsanlagen wurden ohne Entsorgungserlöse für die Kofermentation von organischen Abfällen (20 –30 % am Gesamtsubstrat) berechnet. Dafür ist eine Gutschrift für die Dungwertverbesserung von 20 DM/GVE angesetzt worden. Alle Anlagen liegen mit ihren Stromgestehungskosten im Bereich der vom EEG garantierten Einspeisevergütung; nur bei geringer Wärmevergütung liegt Anlage 4 knapp oberhalb dieses Wertes. Gemeinschaftsanlagen können also im Rahmen der geltenden Förderinstrumentariums im allg. kostendeckend betrieben werden.

Deponiegas fällt kontinuierlich und vorhersagbar an. Im allgemeine ist keine Wärmenutzung möglich. Trotzdem ist bei ordnungsgemäßer Auslegung der Anlage ein wirtschaftlicher Betrieb nach EEG gewährleistet. Klärgasanlagen sind ebenfalls wirtschaftlich, wenn eine hohe Laufzeit der Anlagen erreicht werden kann.

Tabelle 5.11: Referenzanlagen für die Vergärung landwirtschaftlicher Abfälle aus der Tierhaltung: Anlagen 1-3 Einzelbetriebliche Biogasanlagen; 4-6 Gemeinschaftsanlagen mit Kofermentation

Anlagen Nr.	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
Technische Daten						
Reaktorvolumen, m³	200	480	850	1200	3300	6500
Äquivalente GVE	50	120	250	1675	5000	10000
Gasausbeute, m³/m³ Substrat	25	25	25	50	50	50
Jahresausbeute Gas, MWh/a	164	394	820	7340	21900	43800
Elektr. Leistung, kWel	18	25	58	280	920	1900
Stromerzeugung, MWh/a	51	121	280	2274	7446	15330
Nutzwärme, MWh/a	62	149	283	2861	7884	15330
Ausnutzung BHKW, h/a	2830	4800	4800	8100	8100	8100
Wirtschaftliche Daten						
Investition Biogasanl., DM/m³	555	330	300	2750	2180	1850
Investition BHKW, DM/kWel *)	1710	1680	1345	2800	2000	1800
Betrieb, Wartung Biogasanlage, % Invest./a	3,0	2,5	2,0	5,0	5,0	5,0
Betrieb, Wartung BHKW , Pf/kWh	5,0	5,0	5,0	3,5	3,0	2,5
Stromkosten, DM/kWh **)						
Wärmegutschrift 7 Pf/kWh	**0,305**	**0,198**	**0,148**	**0,184**	**0,115**	**0,086**
Wärmegutschrift 4 Pf/kWh	**0,329**	**0,221**	**0,167**	**0,214**	**0,141**	**0,110**
Keine Wärmegutschrift	**0,361**	**0,253**	**0,194**	**0,255**	**0,174**	**0,142**

*) Bei Gemeinschaftsanlagen einschl. Spitzenkessel und wärmeseitige Einbindung
**) Einzelanlage: Gutschrift für 65 % der Nutzwärme; Gemeinschaftsanlage: Gutschrift für 80 % der Nutzwärme; Abschreibungsdauern: Biogasanlage 20 Jahre, kleine BHKW 10 Jahre, große BHKW 15 Jahre , Zinssatz 6 %; Erlös für Dungwertverbesserung bei allen Anlagen 20 DM/GVE

5.2.4.3 Technisches Potenzial und Angebotskurven

Die Abschätzungen der technischen Potenziale der Vergärung von organischen Reststoffen liegen für Deutschland zwischen 80 und 150 PJ/a Biogasaufkommen. Als repräsentativer Wert wird 125 PJ/a gewählt [BMU 1999], was knapp 1 % des gesamten Primärenergieverbrauchs entspricht. 65 % davon entfallen auf die Tierhaltung, 30 % sind Deponie- und Klärgaspotenziale und 5 % stammen aus Biomüll, gewerblichem organischen Abfall und Grünschnitt. In Kraft-Wärme-Kopplung lassen sich damit rund 11 TWh/a Strom und 15 TWh/a Wärme bereitstellen. Andere landwirtschaftliche Nutzungsformen, z.B. gezielter Nutzung von Gräsern zur Vergärung; Extensivierung der Tierhaltung [Scheffer 2000], können diese Anteile verschieben.

Für **Baden-Württemberg** wurden **20 PJ/a** potenzielles Biogasaufkommen ermittelt [Nitsch/Rettich 1993; Nitsch 1999], davon 75 % aus der Landwirtschaft. Das dazu gehörige technische Stromerzeugungspotenzial beträgt rund 1,5 TWh/a (= 2 % der Nettostromerzeugung), dasjenige an Nutzwärme 2,5 TWh/a (= 2 % des Brennstoffbedarfs). Erst 2 % des Biogaspotenzials sind bisher erschlossen, dasjenige von Deponie- und Klärgas zu rund 50 %.

Eine Angebotskurve für Strom aus Biogas lässt sich auf der Basis möglicher Zubaustrategien für Biogasanlagen abschätzen (**Abbildung 5.21**) Denkbar sind insbesondere Unterschiede in der Größenverteilung der Anlagen. Die strukturellen Gegebenheiten lassen Spielräume dafür, ob das Potenzial überwiegend mit einzelbetrieblichen Anlagen oder mittels Gemeinschaftsanlagen erschlossen wird. Werden im ländlichen Raum z.B. verstärkt Nahwärmekonzepte verfolgt und alle vergärbaren Abfälle systematisch genutzt, so ist die Strategie I damit kompatibel. Für eine vollständige Erschließung des technischen Potenzials in BW werden dann 200 Gemeinschaftsanlagen und 3100 einzelbetriebliche Anlagen benötigt. Bleibt Biogasnutzung überwiegend auf die landwirtschaftliche Verwertung beschränkt, so entspricht dies der Strategie II. Hierfür sind 6700 einzelbetriebliche Anlagen und 90 Gemeinschaftsanlagen notwendig (jeweils einschließlich Deponie- und Klärgasanlagen). In diesem Fall dürfte es allerdings schwierig sein, das technische Potenzial vollständig zu erschließen. Ökonomisch insgesamt günstiger ist Strategie I, dabei ist auch die Abwärmenutzung besser gewährleistet. Allerdings sind Gemeinschaftsanlagen bisher mit langwierigen Planungen und Genehmigungsverfahren verbunden. Orientiert man sich am Verdopplungsziel bis 2010, so müssten bis dahin bereits rund ein Viertel der Anlagen in Betrieb sein.

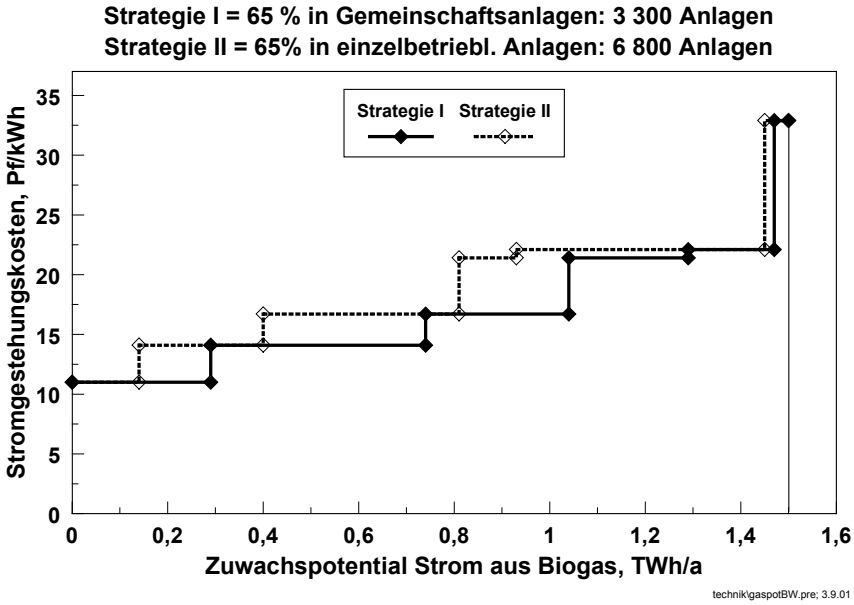


Abbildung 5.21: Angebotskurven der Stromerzeugung aus Biogas für zwei unterschiedliche Erschließungsstrategien unter Benutzung der Referenzanlagen aus Tabelle 5.7 (Wärmegutschrift 4 Pf/kWh)

5.2.5 Strom- und Wärmeerzeugung aus biogenen Festbrennstoffen

5.2.5.1 Biogene Brennstoffe und deren Kosten

Biogene Festbrennstoffe liegen in vielfältiger Form vor. Zu biogenen Festbrennstoffen zählt man naturbelassenes Restholz aus Walddurchforstungen und der holzverarbeitenden Industrie sowie Altholz, welches in sehr unterschiedlichen Qualitäten hinsichtlich seiner Kontaminierung anfällt und nur in seiner unbehandelten Form (d.h. nur mechanisch behandelt) unproblematisch genutzt werden kann. Als weiterer biogener Reststoff kann Stroh genutzt werden. Durch den Anbau von Energiepflanzen (schnellwachsende Hölzer, Miscanthus, Getreideganzpflanzen) kann das energetische Potenzial der Biomasse grundsätzlich beträchtlich erweitert werden.

Die Vielfältigkeit der biogenen Einsatzstoffe spiegelt sich auch in den sehr unterschiedlichen Kosten der Energieerzeugung wider. Ausschlaggebend für die Wirtschaftlichkeit der Anlagen sind insbesondere die Brennstoffbereitstellungskosten, die von „negativen“ Kosten – durch Gutschriften für vermiedene Deponie- und Entsorgungskosten – für Althölzer über preiswerte Reststoffe aus der holzverarbeitenden Industrie (um 1 Pf/kWh) bis hin zu ca. 6 Pf/kWh für Miscanthus oder Getreide-Ganzpflanzen reichen (**Abbildung 5.22**). Die Kosten nachwachsender Rohstoffe liegen demnach um das 1,5 bis 2-fache über den Kosten der meisten biogenen Reststoffe. Deshalb ist in der derzeitigen Phase der Biomassenutzung die Reststoffnutzung von vorrangiger Bedeutung. Für die weitere Betrachtung der Stromgestehungskosten werden vier Brennstoffpreise zugrunde gelegt:

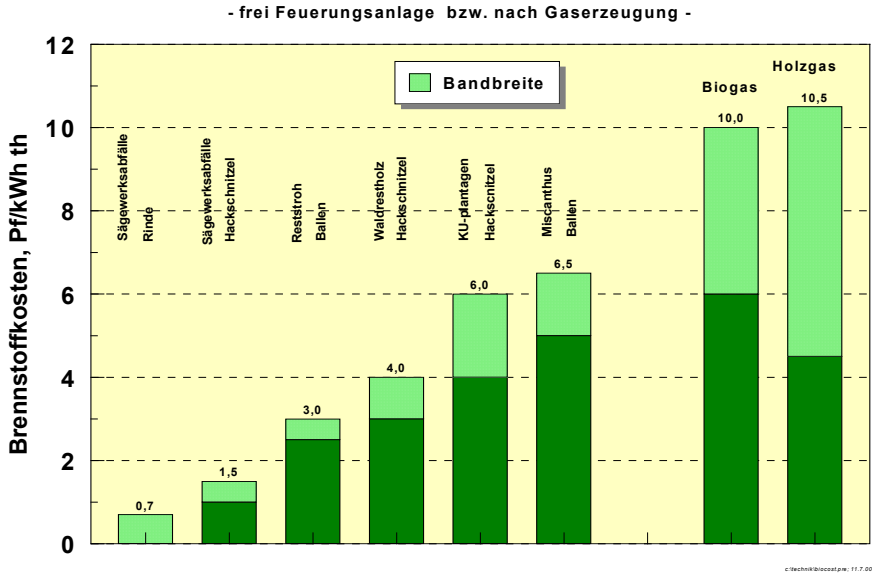


Abbildung 5.22: Repräsentative Kosten der Bereitstellung von biogenen Brennstoffen frei Feuerungsanlage und Vergleich mit gasförmigen biogenen Brennstoffen

Kostenloses bzw. preiswertes naturbelassenes Restholz (Hackschnitzel aus Sägewerksabfällen mit 1,3 Pf/kWh), Hackschnitzel aus Waldrestholz (3,5 Pf/kWh) und Hackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen (5,5 Pf/kWh). In Abbildung 5.22 ist zum Vergleich zusätzlich die Kostenbandbreite der Biogasherstellung und der Holzgasherstellung eingetragen, wie sie sich aus den berücksichtigten Referenzanlagen ableiten lässt. Mit 5-10 Pf/kWh liegen diese Kosten deutlich über denjenigen von Erdgas. Flüssige biogene Brennstoffe zur Stromerzeugung werden nicht betrachtet.

5.2.5.2 Heutiger Status und Entwicklungspotenziale

Weitverbreitet ist die energetischen Nutzung von Biomasse zur Wärmeerzeugung. Sie geschieht überwiegend in Kleinst- (Anlagen unter 15 kW, z. B. Kamine oder Kachelöfen) oder Kleinanlagen (Anlagen von 15 kW bis 100 kW). Kleinanlagen unterliegen auch den Emissionsgrenzwerten des Bundesimmissionsschutzgesetzes. Neben Scheitholz und Hackschnitzeln können auch Holzpellets zum Einsatz gelangen. Zwischen 200.000 und 400.000 Anlagen bis 1 MW_{th} sind in Deutschland derzeit in Betrieb; sie nutzen rund 80 % des Biomasseaufkommens. Mit Holzfeuerungen werden zunehmend auch Nah- und Fernwärmenetze mit Wärme versorgt werden. Die größeren Feuerungsleistungen haben den Vorteil, dass sich ein höherer technischer Aufwand lohnt, der einer effizienteren Verbrennung und gerin-

geren Emissionen zugute kommt. Etwa 1.000 Anlagen im Leistungsbereich von 200 kW_{th} bis 10 MW_{th} Leistung existieren derzeit in Deutschland. In Baden-Württemberg sind im Rahmen des Landesförderprogramms seit 1995 rund 100 Holzheizwerke mit Nahwärmenetzen entstanden.

Bislang spielte die Stromerzeugung aus Biomasse eine untergeordnete Rolle. Als derzeit einzige kommerzielle Technik werden – vor allem in der holzverarbeitenden Industrie – (Gegendruck-) Dampfturbinen genutzt. Die Stromnutzungsgrade sind jedoch wegen der kleinen Leistung mit Werten zwischen 10 und 20 % relativ gering. Für eine umfassendere Nutzung der Biomasse zur Stromerzeugung außerhalb der holzverarbeitenden Industrie ist diese Technologie daher nicht empfehlenswert (obwohl sie derzeit vom EEG gefördert wird). Eine weitere, kostengünstige Möglichkeit zur Verbrennung von Biomasse ist die Mitverbrennung in existierenden Kraftwerken. Aus Effizienzgründen kommen vorzugsweise Heizkraftwerke in Betracht. Die relativ geringen (zusätzlichen) Investitionskosten führen zu einem im Vergleich mit heutigen Steinkohlepreisen wirtschaftlichen Betrieb, vor allem wenn Brennstoffe zum Einsatz gelangen, für die Entsorgungserlöse erzielt werden können (Althölzer). Damit ist die Biomassemitverbrennung neben HKW mit Dampfturbine eine ebenfalls heute einsetzbare Technologie und dürfte bei der kurzfristig angestrebten Ausweitung der Biomassenutzung von Bedeutung sein.

Verbesserungsmöglichkeiten heutiger Feuerungen gibt es sowohl bei Wirkungsgraden wie auch bei Emissionen. Durch Kondensation der Rauchgase und Vortrocknung der Biomasse können die Wirkungsgrade erheblich gesteigert; die Emissionen durch einen kontinuierlichen Verbrennungsvorgang und durch eine effiziente Staubabscheidung gesenkt werden. Allerdings führt die Verringerung der Kohlenmonoxid-Emissionen zu einem Anstieg der NO_x-Emissionen, der durch den zukünftigen Einsatz stickstoffhaltiger Brennstoffe (Stroh und Ganzpflanzen) weiter verstärkt werden kann. Um dem entgegenzuwirken, müssen zukünftige Holzfeuerungen mit gestufter Luftzuführung und ggf. mit Entstickungsmaßnahmen ausgerüstet werden.

Eine Alternative zu der Verbrennung ist die Vergasung. Sie stellt für die Stromerzeugung eine vielversprechende Option dar, da das entstehende Holzgas sowohl in konventionellen Blockheizkraftwerken (BHKW) als auch in Gasturbinen, GuD-Anlagen oder auch Brennstoffzellen eingesetzt werden kann. Die Stromerzeugung mit Holzgas verspricht hohe Wirkungsgrade auch schon bei kleineren Anlagen und prozessbedingt geringere Emissionen als die Direktverbrennung von Biomasse. Zwar sind in den letzten Jahren erhebliche Anstrengungen unternommen worden um diese Technologie großtechnisch verfügbar zu machen, kommerziell werden jedoch erst wenige Anlagen betrieben. Anlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung sind bisher ausschließlich als Pilot- bzw. Demonstrationsanlagen realisiert worden. Eine technische Herausforderung stellt insbesondere die Gasreinigung dar, da die Energiewandler ein möglichst kondensatfreies (Teer) und staubfreies Gas benötigen. Bisher verhindert der damit verbundene Aufwand einen wirtschaftlichen Betrieb derartiger Anlagen, [BIZ-Newsletter 2000]

5.2.5.3 Kosten und Kostensenkungspotenziale

Die hier skizzierten Technologien sind nachfolgend durch entsprechende *Referenzanlagen* repräsentiert. Sie spannen entsprechend der vielfältigen Randbedingungen einen relativ breiten Bereich an Gestehungskosten auf. In **Tabelle 5.12** sind repräsentative Wärmegestehungskosten ab Anlage zusammengestellt; für Heizwerke sind noch Wärmevereiteilungskosten zwischen 2 und 5 Pf/kWh zu addieren. Bei vernachlässigbaren Brennstoffkosten sind Nutzwärmekosten um 8 Pf/kWh frei Verbraucher erreichbar, bei üblichen Preisen für Waldrestholz (3,5 Pf/kWh) liegen sie zwischen 13 und 15 Pf/kWh.

Tabelle 5.12: Referenzanlagen für Holzkessel und Holz-Heizwerke zwischen 30 kWth und 5.000 kWth Feuerungsleistung sowie ein Referenz-Strohheizwerk

Anlage	**Holzkessel**	**Holzkessel**	**Heizwerk**	**Heizwerk**	**Stroh-HW**
Technische Daten	Stückholz	Hackschnitzel	klein	groß	
Feuerungsleistung, kW_{th}	30	40	200	5 000	4 000
Nutzleistung, therm. KW_{th}	22,5	32	160	4 250	3 400
Nutzungsgrad, %	75	80	80	85	85
Ausnutzungsdauer, h/a	1 500	1 500	3 500	3 500	3 500
Wirtschaftliche Daten					
Investition Kessel +SK, DM/kW_{th}	330	365	675	300	
Investition Gebäude, Lager, Beschickung, Übriges, DM/kW_{th}	470	660	500	350	
Gesamtinvestition bez. auf . Feuerungsleistung, DM/kW_{th}	800	1025	1 175	650	1 300
Betrieb, Wartung, DM/a	535	875	7 500	95 000	150 000
Nutzwärmekosten, DM/kWh **)					
Brennstoffkosten 0 Pf/kWh	**0,080**	**0 ,083**	**0,065**	**0,039**	
Brennstoffkosten 1,3 Pf/kWh	**0,098**	**0,109**	**0,079**	**0,052**	**0,085*)**
Brennstoffkosten 3,5 Pf/kWh	**0,127**	**0,136**	**0,102**	**0,074**	**0,105 *)**
Brennstoffkosten 5,5 Pf/kWh	**0,154**	**0,166**	**0,124**	**0,094**	**0,120**

*) Brennstoffkosten 2,0 und 4,0 Pf/kWh; **) Kosten ab Anlage; Abschreibungszeiten 15 a, Zinssatz 6 %, Brennstoffkosten variierend zwischen kostenlosem Restholz und Hackschnitzeln aus Kurzumtriebsplantage

Stromgestehungskosten auf der Basis von Holz-HKW mit Gegendruckdampfturbine stellt **Tabelle 5.13** zusammen. Wegen der geringen Stromkennzahl ist neben den Brennstoffkosten die jeweilige Wärmegutschrift von sehr großem Einfluss auf die Stromgestehungskosten. Bei üblichen Kosten der in der holzverarbeitenden Industrie verfügbaren Reststoffe und der dort erzielbaren Wärmegutschrift von 4 Pf/kWh arbeiten diese Anlagen wirtschaftlich. Für eine Nutzung von Waldrestholz sind sie bei größeren Leistungen und bei höheren Wärmegutschriften (Nahwärmenetze) wirtschaftlich attraktiv.

Tabelle 5.13: Referenzanlagen für Holz-HKW mit Gegendruck-Dampfturbine (8 bar, 170°C) zwischen 5 und 20 MW_{th} Feuerungsleistung

Anlagen Nr.	**1**	**2**	**3**	**4**
Technische Daten				
Nennleistung, elektr., kW_{el}	500	1000	2000	3000
Nennleistung, therm. KW_{th}	3500	7500	15000	14000
Nutzungsgrad elektr., %	10	10	10	15
Gesamtnutzungsgrad, %	80	85	85	85
Ausnutzungsdauer, h/a	6000	6000	6000	6000
Wirtschaftliche Daten				
Investition HKW + Kessel, DM/kW_{th}	900	600	550	550
Investition Gebäude, Lager, Übriges, DM/kW_{th}	500	400	300	300
Gesamtinvestition bez. auf elektr. Nennleistung, DM/kW_{el}	14000	10000	8500	5670
Betrieb, Wartung, % Invest./a	4,7	4,2	4,1	4,1
Stromkosten, DM/kWh **)				
Brennstoffkosten 0 Pf/kWh	**0,070**	**0**	**0**	**0**
Brennstoffkosten 1,3 Pf/kWh	**0,200**	**0,072**	**0,036**	**0,033**
Brennstoffkosten 3,5 Pf/kWh	**0,420**	**0,292**	**0,253**	**0,182**

**) Wärmegutschrift 4 Pf/kWh ; Abschreibungszeiten 15 a, Zinssatz 6 %, Brennstoffkosten variierend zwischen kostenlosem Restholz und Hackschnitzeln aus Kurzumtriebsplantage

Die Stromerzeugung auf der Basis der Holzvergasung mit BHKW hat auf der Basis der Daten ausgeführter Pilot- und Demonstrationsanlagen bei niedrigen Brennstoffkosten und größeren Leistungen bereits kurzfristig wirtschaftliche Einsatzchancen, (**Tabelle 5.14; Anlagen 1 und 2,**). Wird insbesondere Altholz vergast (Entsorgungserlöse) und die Wärme in Nahwärmenetzen abgesetzt (Wärmegutschrift 7 Pf/kWh) so sind die Einsatzchancen günstig. Bei kleineren Leistungen steigen die Kosten jedoch deutlich. Die vorliegenden Kostenschätzungen für größere GuD-HKW mit integrierter Wirbelschichtvergasung führen für beide Referenztechniken zu noch relativ hohen Stromgestehungskosten, (Tabelle 5.10; **Anlagen 3 und 4.** Dies liegt insbesondere an den hohen Betriebs- und Wartungskosten, welche die Brennstoffkosten bei weitem übersteigen und in der Nähe der Kapitalkosten der Anlage liegen. Diese für Demonstrationsanlagen typischen Werte (Anlage 4 entspricht der Anlage in Värnamo) lassen sich im kommerziellen Einsatz vermutlich deutlich verringern. Werden entsprechend verringerte Werte angesetzt (4-5 % der Investition/a), so dürften zumindest für GuD-Anlagen mit atmosphärischen Vergaser günstige Stromgestehungskosten erzielbar sein. Diese verringerten Kosten werden für den Technologiestatus 2010 angenommen.

Tabelle 5.14: Referenzanlagen für BHKW mit Holzvergaser und GuD-HKW mit integriertem Wirbelschichtvergaser: Anlagen 1 und 2 BHKW mit Gleichstrom-Holzvergaser; Anlage 3 GuD-Anlage mit atmosphärischen Wirbelschichtvergaser (1,5 bar), Anlage 4 GuD-Anlage mit Druckvergaser (22 bar); Status: Demonstrationsanlagen und Planungsdaten

Anlagen Nr.	**1**	**2**	**3**	**4**
Technische Daten				
Vergaserleistung, kWgas	320	5200	22500	15350
Vergasungswirkungsgrad, %	70	70	85	85
Nennleistung, elektr., kW_{el}	100	2000	8000	7200
Nennleistung, therm. KW_{th}	180	2630	12600	6800
Nutzungsgrad elektr., %	31	38	36	47
Gesamtnutzungsgrad BHKW bzw, HKW %	88	88	92	92
Ausnutzungsdauer, h/a	6000	6000	6000	6000
Wirtschaftliche Daten				
Investition Vergaser, DM/kW_{gas}	2400	1200		
Investition BHKW, HKW, Übriges, DM/kW_{th}	3100	1500		
Gesamtinvestition bez. auf elektr. Nennleistung, DM/kW_{el}	9650	4160	4300	9400
Betrieb, Wartung einschl. Holzvergaser % Invest./a ; bei BHKW zusätzl. Vollwartung DM/kWhel	8,2 0,04	7,5 0,02	20	10
Stromkosten, DM/kWh **)				
Brennstoffkosten 0 Pf/kWh	**0,147 / 0,201**	**0,020 / 0,059**	**0,107 / 0,154**	**0,252 /0,280**
Brennstoffkosten 1,3 Pf/kWh	**0,207 / 0,261**	**0,069 / 0,108**	**0,149 / 0,197**	**0,284 /0,313**
Brennstoffkosten 3,5 Pf/kWh	**0,307 / 0,361**	**0,151 / 0,191**	**0,221 /0,269**	**0,340 / 0,368**
Brennstoffkosten 5,5 Pf/kWh		**0,225 / 0,269**	**0,287 / 0,334**	**0,390 / 0,418**

**) Wärmegutschrift 4 Pf/kWh (links) bzw. 7 Pf/kWh (rechts); Abschreibungszeiten 15 a, Zinssatz 6 %, Brennstoffkosten variierend zwischen kostenlosem Restholz und Hackschnitzeln aus Kurzumtriebsplantage

5.2.5.4 Technische Potenziale und Angebotskurven

Bei der Bestimmung der technischen Potenziale der Biomasse für energetische Zwecke ist zwischen der Nutzung von Reststoffen (Restholz, Reststroh) und der Nutzung von Energiepflanzen zu unterscheiden. Die Potenzialangaben zu energetisch verwertbaren organischen (festen) Reststoffe liegen für Deutschland zwischen 200 und 520 PJ/a. Als gesicherter Referenzwert kann 320 PJ/a festgelegt werden, davon sind 100 PJ/a Reststroh [BMU 1999]. Damit können rund 2,5 % des (derzeitigen) Primärenergiebedarfs Deutschlands bereitgestellt werden. Das Potenzial ist im Durchschnitt zu rund 10 % erschlossen Für einzelne Reststoffarten sind die Ausschöpfungsgrade allerdings deutlich höher, z.B. für Industrie- und sonstiges Restholz über 50 %. Setzt man weiterhin die für Energiepflanzenanbau nutzbaren Flächen mit 1,5 Mio. ha an, was einen relativ niedrigen Wert darstellt (andere Abschätzun-

gen gehen bis zu 5 Mio. ha) und deshalb Spielräume für eine Extensivierung der Landwirtschaft und den Anbau von Chemie- und Technikrohstoffen enthält [BMU 1999] so stehen weitere 300 PJ/a an Energie zur Verfügung. Insgesamt ist auf der Basis dieser Restriktionen mit fester Biomasse ein Anteil von 4 % am (derzeitigen) Primärenergieverbrauch Deutschlands bereitstellbar[22]. Für ländliche Regionen liegen die Prozentanteile beim Drei- bis Vierfachen dieses Durchschnittswertes, so dass sich für viele Landgemeinden attraktive Möglichkeiten einer nennenswerter Energieversorgung auf der Basis von Biomasse ergeben. Je nach dem Mix der eingesetzter Wandlungstechnologien können damit in Kraft-Wärme-Kopplung 50-80 TWh/a Strom erzeugt werden.

Für **Baden-Württemberg** beläuft sich die Höhe des technischen Potenzials fester Restbiomasse auf etwa 70 PJ/a (22 PJ/a Waldrestholz, 18 PJ/ Industrie- und Sägerestholz, 8 PJ/a Landschaftspflegeholz, 18 PJ/a Gebrauchtholz, wovon 3 PJ/a naturbelassen sind und 3 PJ/a Stroh), [Holzenergie 2000; Nitsch 1999]. Rund 30 PJ/a (43%) werden bereits genutzt und zwar etwa je zur Hälfte energetisch und stofflich. Für Energiezwecke kann demnach ein Gesamtpotenziale von insgesamt 55 PJ/a angesetzt werden, wovon 40 PJ/a noch erschließbar sind. Für Energiepflanzen wird von eine potenziellen Fläche von 180.000 ha ausgegangen (= 11 % der landwirtschaftlich genutzten Fläche), worauf sich weitere 35 PJ/a Energie gewinnen lassen. Der Gesamtwert von **90 PJ/a** entspricht 5,6 % des derzeitigen Primärenergieverbrauchs des Landes bzw. 6-7 TWh/a Strom, wenn die gesamte Biomasse in Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt wird. Das energetische Reststoffpotenzial ist zu rund 30 % erschlossen mit Werten von 90 % bei Sägenebenprodukten bis 5 % bei Landschaftspflegeholz.

Angebotskurven der Biomassenutzung können angesichts der Vielfalt der Nutzungstechnologien, der unterschiedlichen Brennstoffkosten und der Bandbreite bei der Wärmegutschrift nur grob skizziert werden. **Abbildung 5.23** zeigt eine mögliche Ausgestaltung für das Biomassepotenzial zur Stromerzeugung in BW. Die zuvor behandelten Referenztechniken sind hinsichtlich der Kosten mit ihrem gewichteten Mittelwert und der jeweiligen Ober- und Untergrenze charakterisiert. Die (mittleren) Brennstoffkosten wurden den noch erschließbaren Mengenpotenzialen von insgesamt 75 PJ/a zugeordnet: Altholz (0 Pf/kWh) = 13 %; Industrie- und Sägerestholz (1,3 Pf/kWh) = 7 %; Waldrestholz und Landschaftspflegeholz (3,5 Pf/kWh) = 33 % und Energiepflanzen = 47 %. Reststroh wird nicht berücksichtigt. Diese Mengen wurden plausibel den Referenztechnologien zugeordnet, wobei natürlich Ermessensspielräume vorhanden sind. So wird z.B. das noch erschließbare Industrierestholz schwerpunktmäßig in Dampfturbinen-HKW eingesetzt, Waldrestholz in Holzgas- BHKW, aber auch in der Mitverbrennung in Steinkohle-Kraftwerken und -HKW und Altholz vor allem in GuD-HKW mit integrierter Wirbelschichtvergasung und in der Mitverbrennung. Auf diese Weise kommt ein noch erschließbares Strompotenzial von 7 TWh/a zustande.

Wirtschaftlich günstige Optionen sind der Einsatz von Dampfturbinen-HKW und die Mitverbrennung in bestehenden Kohlekraft- bzw. -heizkraftwerken zwischen mittleren Stromgestehungskosten von 4,5 bis 7,5 Pf/kWh. Auch die Vergasung von Altholz (Optionen 5 und 6; Entsorgungserlöse sind in Abbildung 5.23 nicht berücksichtigt) sind günstige ökonomische Lösungen. Die Vergasung teurerer Biobrennstoffe (Optionen 7 bis 10; Waldrestholz und Plantagenholz) ist dagegen noch relativ kostspielig. Rund 3 TWh/a Strom aus Biomasse können damit zu relativ günstigen Kosten bis 10 Pf/kWh bereitgestellt werden, weiter 3 TWh/a zu Kosten bis zu 25 Pf/kWh.

---

[22] Mit dem Flächenwert von 5 Mio. ha und einem höheren Nutzungspotenzial für Restholz von 290 PJ/a (Flaig 1998) erhält man insgesamt eine Energiemenge von 1.350 PJ/a, also einen potenziellen Anteil von 9,5 % des derzeitigen Primärenergieverbrauchs.

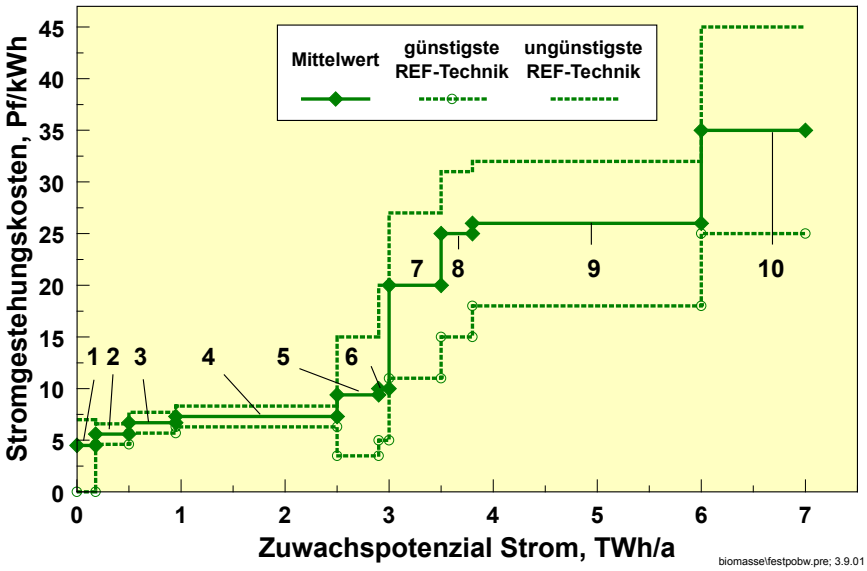


Abbildung 5.23: Möglicher Verlauf einer Angebotskurve für das Zuwachspotenzial von Strom aus Biomasse mit der aus den Referenztechniken resultierenden Bandbreite der Stromgestehungskosten

(Im einzelnen bedeuten in der Abbildung: (1) Dampfturbinen-HKW mit Industrierestholz: Mittelwert der Stromkosten = 4,5 Pf/kWh, (2) Mitverbrennung (Biomasseanteil 30%) von Altholz: 5,6 Pf/kWh, (3) Mitverbrennung von Waldrestholz: 6,7 Pf/kWh, (4) Mitverbrennung von Holz aus Energieplantagen: 7,3 Pf/kWh, (5) Altholzvergasung in GuD-HKW: 9,4 Pf/kWh, (6) Altholzvergasung und Einsatz in BHKW: 10,0 Pf/kWh, (7) Vergasung von Waldrestholz in GuD-HKW: 20 Pf/kWh, (8) Vergasung von Waldrestholz und Einsatz in BHKW: 25 Pf/kWh, (9) Vergasung von Plantagenholz in GuD-HKW: 26 Pf/kWh, (10) Vergasung von Plantagenholz und Einsatz in BHKW: 35 Pf/kWh)

5.2.6 Solarthermische Kollektorsysteme

5.2.6.1 Heutiger Status und Entwicklungspotenziale

Solarthermische Anlagen haben in den letzten 10 Jahren einen starken Aufschwung erlebt. Die jährlich installierte Fläche bei verglasten Kollektoren stieg zwischen 1990 und 2000 von 50.000 m^2 auf 600.000 m^2 (**Abbildung 5.24**). Damit ist Deutschland weltweit der mit Abstand größte Markt für solarthermische Anlagen. Lediglich pro Kopf liegen Griechenland und Österreich (!) mit installierten 200 m²/1.000 E deutlich vor Deutschland mit 40m²/1.000 E. Dieser große Zuwachs ist umso bemerkenswerter, als günstige Randbedingungen, wie sie z.B. das StrEG für die Windenergie geschaffen hatte, im Wärmemarkt nicht bestehen. Dass sich bei den üblichen Fördersätze von 15-25 % der Investitionskosten – die keinesfalls zu einer Kostendeckung führen – im Jahr 2000 rund 100.000 private Haushalte für den Bau einer thermischen Solaranlage entschieden haben, ist nicht nur auf die hohen Heizölpreise zurückzuführen, sondern auch ein guter Beleg für das allgemein zunehmende Interesse an der Solarenergie.

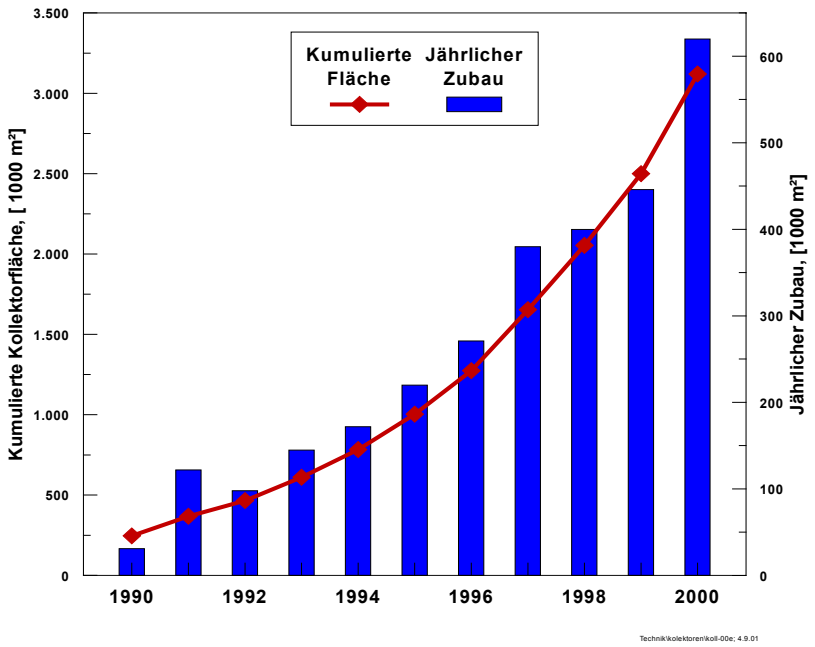


Abbildung 5.24: Entwicklung des Absatzes von Solarkollektoren in Deutschland seit 1990 und kumulierte installierte Kollektorfläche. Quelle: [Jahrbuch 2001]

Die gängigen Systeme mit Kollektorflächen von 5-10 m^2 dienen nicht nur ausschließlich der Warmwasserbereitung. Der Anteil der Anlagen, die darüber hinaus zur Heizungsunterstützung eingesetzt werden, liegt bei Neuinstallationen inzwischen bei 20%. Bei den Kollektortypen dominieren Flachkollektoren. Vakuumkollektoren die sich durch eine sehr gute Wärmeisolierung auszeichnen und dadurch etwa 15-20% höhere Erträge erzielen, halten bislang nur einen Marktanteil von ca. 15%. Denn diesem technischen Vorteil stehen etwa 20% höhere Systemkosten gegenüber. Ein besonders attraktiver Anwendungsbereich solarer Wärme besteht in der Beckenwassererwärmung von Freibädern, denn hier korreliert der Bedarf in idealer Weise mit dem solaren Angebot. Bis Ende 1999 waren 573 Schwimmbadsolaranlagen mit einer Absorberfläche von 340.000 m^2 in kommunalen Bädern. Der Zubau bewegte sich in den letzten Jahren zwischen 20.000-30.000 m^2 pro Jahr. Zusammen mit verglasten Kollektoren sind somit Ende 2000 in Deutschland rund 360 000 Solaranlagen mit 3,2 Mio. m^2 Kollektorfläche in Betrieb (Abbildung 5.24) Dies entspricht immerhin einer Nutzenergiebereitstellung von annähernd 1.200 GWh pro Jahr. In Baden-Württemberg erreichte die kumulierte Kollektorfläche Ende 2000 rund 0,43 Mio. m².

Anlagen zur Brauchwassererwärmung decken zwar den Warmwasserbedarf zur Hälfte, bezogen auf den gesamten Wärmebedarf neuer Wohngebäude entspricht dies jedoch lediglich einem Anteil von etwa 15 %. Aufgrund von Effizienzsteigerungen bei den Kollektoren und Weiterentwicklungen in der Speicher- und Systemtechnik brachten Anbieter in den letzten Jahren zunehmend Kombianlagen zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung auf den Markt. Diese haben üblicherweise eine Kollektorfläche zwischen 8 und 15 m^2 und ein Speichervolumen von 500 bis 1.000 l. Damit kann die Heizung in der Übergangszeit deutlich unterstützt werden, so dass z.B. in Niedrigenergiehäusern solare Anteile am Gesamtwärmebedarf von 25-30 % erreicht werden.

Zur weiteren Erhöhung der solaren Deckungsanteile muss im Sommer gewonnene Solarwärme bis in den Winter gespeichert werden. Um eine nennenswerte Verschiebung von Wärmemengen aus dem Sommer in den Herbst oder Winter zu realisieren, sind große Spei-

chervolumina erforderlich, die aus technischen Gründen (Realisierung eines günstigen Oberflächen-Volumenverhältnisses zur Minimierung der Wärmeverluste) und ökonomischen Gründen primär in Verbindung mit großen solaren Gemeinschaftsanlagen mit einigen 100 bis mehreren 1.000 m² Kollektorfläche sinnvoll sind. Dann muss nicht mehr auf Stahl- oder Betonspeicher zurückgegriffen werden, sondern es können auch preiswertere Kies/Wasserspeicher, Erdreich/Wasserspeicher und ggf. auch Erdsonden- oder Aquiferspeicher eingesetzt werden. Die Entwicklung solar unterstützter Nahwärmesysteme begann 1993 in Ravensburg. In den letzten fünf Jahren wurden in Deutschland 7 weitere Projekte mit Langzeitwärmespeichern und Kollektorflächen zwischen 500 m² (Steinfurt) und 5.600 m² (Friedrichshafen) errichtet, davon zwei in BW.

Wesentliche technische Neuerungen konnten in den letzten Jahren bei der selektiven Beschichtung von Absorbern erreicht werden, woraus sich eine deutliche Verbesserung des Emissionsgrades der Schicht und damit des Wirkungsgrades der Kollektoren ergab. In Zukunft sind in der Kollektortechnik auf Grund weiterer Entwicklungen auch weitere Kostensenkungen zu erwarten: Verbesserung von Kollektordächern, bei denen der Kollektor zusammen mit den Dachsparren als vormontierte Einheit installiert wird; Verbesserung der Transmissionseigenschaften der transparenten Abdeckung der Kollektoren; kostengünstigere Regler; solare Klimatisierung; Integration von Kollektoren in Fassaden. Große saisonale Speicher für Wassertemperaturen bis 90 °C haben in den letzten Jahren auch in Deutschland ihre technischen Bewährungsproben bestanden. Weitere Anstrengungen sind jedoch notwendig, um wirtschaftlich vertretbare Lösungen aufzuzeigen. Kostensenkungspotenziale größeren Umfangs sind hier aber noch vorhanden [HGF 2001]

5.2.6.2 Kosten und Kostensenkungspotenziale

Für Kleinanlagen konnten die Kosten innerhalb der letzten 14 Jahre inflationsbereinigt halbiert werden. Für Großanlagen liegen über einen längeren Zeitraum Erfahrungen speziell in Schweden vor. Hier konnten im gleichen Zeitraum die spezifischen Kosten für das Kollektorfeld sogar auf ein Drittel gesenkt werden. In Deutschland ist hier auf Grund der unterschiedlichen Pilotanlagen bei deutlich sinkender Tendenz noch eine starke Streuung der spezifischen Kosten zu beobachten [HGF 2001; Mangold 2001]

Tabelle 5.15 zeigt Auslegung und Kosten für sechs Referenzsysteme, mit welchen die unterschiedlichen Anwendungsmöglichkeiten für Solarsysteme weitgehend abgedeckt werden. Mit 50 Pf/kWh ergeben sich für die heute marktbeherrschenden kleinen Brauchwasseranlagen vergleichsweise hohe solare Wärmegestehungskosten (Anlage 1). Sollen solare Brauchwasseranlagen auch zur Heizungsunterstützung eingesetzt werden, so muss die Kollektorfläche entsprechend vergrößert werden (Anlage 2). Mit der ausgewählten Referenzanlage wird der Wärmebedarf eines Einfamilienhaus zu 22 % solar gedeckt, mit nur leicht erhöhten Kosten im Vergleich zu Anlage 1. Wesentlich kostengünstiger kann solare Wärme in größeren Anlagen erzeugt werden, wenn gleichzeitig kein großer Speicherbedarf besteht. Die spezifischen Kosten der größeren Anlage sind dann deutlich geringer und die spezifische Ausbeute des Solarsystems kann verdoppelt werden. Es ergibt sich ein sehr günstiger solarer Wärmepreis von 18 Pf/kWh (Anlage 3). Große Flachdächer eignen sich für die kostengünstige Aufstellung von Kollektoren. Solange auf saisonale Wärmespeicherung verzichtet werden soll, liegt eine Obergrenze des solaren Deckungsanteils bei etwa 28 % (Anlage 4). Die spezifischen solaren Wärmekosten einer derartigen Anlage liegen mit 22 Pf/kWh etwas höher als bei der zuvor beschriebenen Warmwasseranlage.

Tabelle 5.15: Referenzsysteme für solarthermische Anlagen zwischen 5 und 22.000 m² Kollektorfläche

		E i n z e l a n l a g e n				Großanlagen mit Nahwärmenetz[2)]		
Referenzanlage		1	2	3	4	5	6	7[3)]
Solarer Deckungsanteil	%	59 % an WW	22 %[1)]	25 % an WW	28 %	80 %	72 %	80 %
Kollektorfläche	m²	5	15	50	1.300	8.027	7.250	22.300
Speichervolumen	m³	0,35	1,1	3,0	350	20.000	16.400	50.000
Derzeitige Investitionskosten	TDM	9,4	18,1	53,8	882	7.882	8.280	17.222
– davon Kollektorkreis	TDM	5,6	11,6	37,6	667	3.604	4.620	8.722
Betriebskosten	TDM/a	0,17	0,33	1,03	17,7	123	136	288
Jahresdurchschnittlicher Ertrag	MWh/a	1,9	3,4	32,5	420	1.600	1.440	5.760
Spezifische Investitionskosten	DM/m²	1.872	1.209	1.076	679	982	1.142	772
Spezifischer Ertrag	kWh/ m²,a	380	230	650	320	199	199	258
Derzeitige solare Wärmekosten	Pf/kWh	51	55	18	22	47	56	29
Kostendegressions faktor	-	0,75	0,75	0,72	0,45	0,38	0,40	0,38
Langfristig erreichbare Kosten (nach 2010)	Pf/kWh	38	41	13	10	18	23	12
Heutige Kosten für Südeuropa	Pf/kWh	34	34	12	13	28	33	17

Zins 6 %. Abschreibung: Kollektor 20 Jahre Großspeicher 30 Jahre.
WW = Warmwasser, Hzg. = Heizung (Raumwärme)
1) 60 % des Warmwasser- und 10 % des Raumwärmebedarfs werden solar gedeckt.
2) Die Kosten für das Nahwärmenetz hängen von den lokalen Bedingungen ab; sie belaufen sich auf 2 – 5 Pf/kWh und sind in obigen Kosten nicht enthalten 3) Bodeninstallation der Kollektoren

Anlage 5 beschreibt eine aus Sicht des Klimaschutzes sehr wünschenswerte Konfiguration, bei der 80 % des gesamten Wärmebedarf für ca. 180 Einfamilienhäuser einer Neubausiedlung solar gedeckt werden. Dies ist die Grenze des technisch und ökonomisch noch mit vertretbarem Aufwand realisierbaren. Zusätzlich zu dem großen Kollektorfeld ist ein Speicher mit einem Volumen von 20.000 m^3 notwendig. Auf diesen entfallen gut die Hälfte der Kosten der Anlage. Zusätzlich nimmt aufgrund der unvermeidbaren Verluste bei der Speicherung der Sommerwärme bis in den Winter der Kollektorertrag auf nur noch 200 kWh/m^2,a ab. Die heutigen solaren Wärmekosten liegen mit 47 Pf/kWh noch sehr hoch. Sie lassen sich aber mit zunehmender Erfahrung beim Bau von Großanlagen erheblich reduzieren, sodass zukünftige Kosten von 18 Pf/kWh prognostiziert werden können. Solange nur solare Deckungsanteile von unter 28 % angestrebt werden, kann auf den saisonalen Speicher verzichtet werden. Die solaren Wärmekosten sind dann nur noch halb so groß. Dennoch sind auf lange Sicht trotz der höheren Kosten, hohe solare Deckungsanteile anzustreben, damit die großen Potenziale der Solarenergie zum Nutzen des Klimaschutzes ausgeschöpft werden können. Die nachträgliche Installation von Kollektoren auf Dächern ist gegenüber einer von vorneherein geplanten Integration in einer Neubausiedlung deutlich aufwendiger. Daher

ergeben sich für solare Nahwärmesysteme in Altbaugebieten höhere Kosten. Anlage 6 zeigt dies am Beispiel eines Dorfkerns mit 82 Wohngebäuden, bei dem durch zusätzlichen Kollektorstellflächen auf Wirtschaftsgebäuden ein hoher solarer Deckungsanteil von 72 % erreicht werden kann.

Besonders geringe Wärmegestehungskosten lassen sich erzielen, falls es wie in Skandinavien auch in Deutschland langfristig mögliche wird, Kollektorfelder am Erdboden zu installieren (Anlage 7). Die Kosten für die Anbindung der Kollektoren auf den verstreuten Dächern an den zentralen Speicher entfallen dann und die Wärmeverluste in den Leitungen zwischen den Kollektoren und dem Speicher werden deutlich reduziert, so dass sich auch für die Versorgung von Altbaugebieten günstige Kosten ergeben. Für Solaranlagen mit saisonalem Speicher und einem hohen solaren Deckungsanteil von 80 % erhält man mit heutiger Technik und heutigen Kostenansätzen solare Wärmekosten von 29 Pf/kWh, welche sich langfristig auf 12 Pf/kWh reduzieren lassen.

5.2.6.3 Technische Potenziale und Angebotskurven

Für das Potenzial der flächenhaften Wandlungstechniken Photovoltaik und thermische Solarkollektoren sind ihre Integrationsmöglichkeiten in die vorhandene Siedlungsstruktur maßgebend. Die dafür zur Verfügung stehenden Flächen auf Dächern, an Fassaden und auf sonstigen Flächen innerhalb der Siedlungsstruktur (Überdachungen, Lärmschutzwände u.ä.) wurden mehrfach abgeschätzt und präzisiert [Nitsch/Luther 1990; Kaltschmitt/Wiese 1997, Altner et al. 1995]. Danach sind in Deutschland rund 1650 km² geeignete Flächen (800 km² auf Dächern, 150 km² an Fassaden, 700 km² übrige Flächen innerhalb Siedlungen, z.B. Lärmschutzwände, Überdachungen) für die Installation von Solarzellen und Kollektoren geeignet. Diese können, ergänzt durch weitere 650 km² Freiflächen (z.B. Brachen, Halden, Straßenböschungen) und unter Berücksichtigung des (sich mittelfristig reduzierenden) Wärmebedarfs für Raumheizung und Warmwasser im zukünftigen Gebäudebestand [Altner et al. 1995], auf die beiden Technologien aufgeteilt werden. Aus wärmebedarfseitiger Sicht können rund 1300 km² Kollektoren installiert werden, davon 600 km² auf Dächern. Diese Systeme können insgesamt 500 TWh/a Brennstoffe (Endenergie) substituieren Diese Nutzung setzt allerdings eine weitgehende Errichtung großer solarthermischer Anlagen und Nahwärmesysteme mit entsprechend dimensionierten Speichern voraus. Beschränkt man sich lediglich auf die Warmwasserbereitung, so sind nur rund 60 TWh/a Brennstoffe substituierbar mittels 150 km² Kollektorfläche. Knapp 2 % des Warmwasserpotenzials sind derzeit erschlossen. Für **Baden-Württemberg** lauten die entsprechenden Angaben: Technisches Potenziale bei der Installation solarer Nahwärmeanlagen **31 TWh/a** Brennstoffsubstitution mittels **75 km²** Kollektorfläche (davon 50 km² auf Dächern); eine bloße Erschließung des Warmwasser-Potenzials erbringt **5 TWh/a** Brennstoffsubstitution mittels **11 km²** Kollektorfläche.

Der weiter wachsende Kollektormarkt ist mit weiteren Kostensenkungen verbunden, die in **Abbildung 5.25** in Verbindung mit dem Verdopplungsziel 2010 für Deutschland dargestellt sind. Unterstellt ist dabei ein sich änderndes Mischungsverhältnis der 7 Referenztechniken zugunsten größerer Warmwasseranlagen und solarer Nahwärme. Das Markvolumen von 2,15 Mio. m²/a im Jahr 2010 führt zu mittleren Wärmekosten von **21 Pf/kWh** und einer kumulierten Kollektorfläche von 16,5 Mio. m². Eine entsprechende Weiteführung [HGF 2001] führt im Jahr 2020 zu 15 Pf/kWh bei einem Markvolumen von 8,5 Mio. m²/a und einer kumulierten Fläche von 62 Mio. m². Ab 2010 rückt somit Kollektorwärme bei dann auch höheren Heizöl- und Erdgaspreisen generell in den wirtschaftlichen Bereich.

Für BW lassen sich entsprechende Zubauszenarien ableiten. Sie führen im Jahr 2010 zu einem Marktvolumen von 0,44 Mio. m²/a (derzeit ca. 0,08 Mio. m²/a) und einer kumulierten Fläche von 3,1 Mio. m² (Abbildung 5.25, obere Kurve für BW; Szenario NACHHALTIGKEIT). Stagniert dagegen das Marktvolumen bei etwa 0,2 Mio. m²/a, so entsteht eine kumulierte Fläche von 2,2 Mio. m² (Abbildung 5.25, untere Kurve; Szenario TREND).

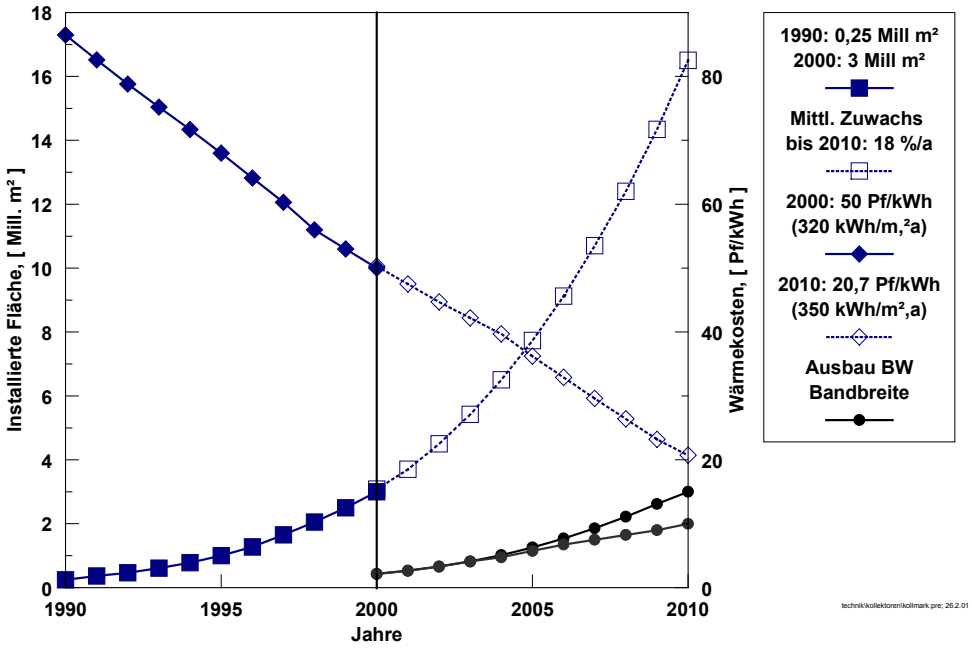


Abbildung 5.25: Zubauszenario für solarthermische Kollektoren im Rahmen des Verdopplungsziels 2010 und Bandbreite des möglichen Ausbaus in Baden-Württemberg

5.2.7 Strom und Wärme aus Geothermie

5.2.7.1 Status und Entwicklungspotenziale

Bei der geothermalen Energienutzung werden folgende Nutzungsformen unterschieden:

- Hydrothermale Systeme mit niedriger Temperatur zur Wärmeerzeugung
- Hydrothermale Systeme mit hoher Temperatur zur Strom- und Wärmeerzeugung
- Tiefe Erdwärmesonden zur Wärmeerzeugung
- Hot Dry Rock Verfahren zur Strom- und Wärmeerzeugung
- Oberflächennahe Systeme mit Wärmepumpe zur Raumheizung

Oberflächennahe Systeme mit Erdwärmepumpe werden hier nicht näher betrachtet. Hydrothermale Quellen mit hoher Temperatur, wie z.B. in Island und Italien, gibt es in Deutschland nicht. Betrachtet werden im folgenden hydrothermale Systeme mit niedriger Temperatur, tiefe Erdwärmesonden und das Hot Dry Rock Verfahren.

Hydrothermale Erdwärmenutzung: Die Nutzung von niedrigthermalen Tiefengewässern zwischen 40 °C und 100 °C ist vor allem im süddeutschen Molassebecken (Malmkarst), im Oberrheingraben und in Teilen der norddeutschen Tiefebene möglich. Das Thermalwasser wird gewöhnlich aus 1.000 bis 2.500 m Tiefe über Bohrungen an die Erdoberfläche gefördert und gibt hier seine Wärme an einen Verbraucher ab. Hydrothermale Erdwärme wird zur Gebäude- und Wasserheizung, in Thermalbädern und zu gewerblichen Zwecken (z.B. zur Beheizung von Gewächshäusern) genutzt. In Süddeutschland (süddeutsches Molassebecken)

kann das Thermalwasser nach dem Abkühlen auch als Trinkwasser verwendet werden, da unterirdisch genügend Wasser nachfließt und der Mineralgehalt nur gering ist.

Erdwärmenutzung mit tiefen Erdwärmesonden: Prinzipiell kann bei jeder erfolgten Tiefbohrung eine Sonde eingebracht werden, in der Wasser im geschlossenen Kreislauf zirkulieren und sich in der Tiefe aufheizen kann. Das Verfahren funktioniert wie bei der Oberflächengeothermie mit einem im Boden liegenden Wärmetauscher und einer Wärmepumpe, der Unterschied liegt lediglich in der Tiefe der Bohrung. Eine solche ehemalige Hydrothermalbohrung besteht z.B. in Prenzlau mit etwa 2.800 m Tiefe. Mit Unterstützung der öffentlichen Hand wurde hier eine Erdwärmesonde mit etwa 400 kW_{th} eingebaut. Die hohen Kosten tiefer Erdwärmesonden sind derzeit noch das Hauptproblem bei der Einführung dieser Technologie, zumal die Anlagen bei etwa gleichem Aufwand eine geringere Leistung als hydrothermale Bohrungen aufweisen. Sie hängen auch stark davon ab, ob ein neues oder ein bereits vorhandenes Bohrloch benutzt werden kann.

Die direkte Nutzung der Erdwärme aus hydrothermalen Quellen ist technisch weitgehend entwickelt und bietet nur noch geringe Potenziale zur Kostensenkung. Da die Prospektionskosten erheblichen Anteil an den Projektkosten haben können, stehen verbesserte Verfahren zur Ressourcenevaluierung und -simulation im Vordergrund derzeitiger Arbeiten [BGR 2000]. Ablagerung von Mineralien in den Rohren und Armaturen ist ein weiteres technisches Problem, bei dem noch Entwicklungsbedarf besteht. Der breitere Einsatz organischer Wärme-Kraftmaschinen (ORC Organic Rankine Cycle) zur Stromerzeugung aus Quellen mit Betriebstemperaturen unter 200 °C birgt noch weitere größere Kostensenkungspotenziale.

Hot Dry Rock Verfahren zur Wärme- und Stromerzeugung: Bei der Hot-Dry-Rock Technik (HDR) handelt es sich um eine Technologie im Entwicklungsstadium. Die Nutzung heißer, trockener Gesteinsschichten in bis zu 5 km Tiefe bietet die Möglichkeit der geothermischen Wärme- und Stromerzeugung. Mittels einer Tiefbohrung erfolgt die sogenannte hydraulische Stimulation zur Erzeugung unterirdischer Wärmeaustauschflächen. Dabei werden natürlich vorhandene Risse und Spalten hydraulisch aufgeweitet und geschert bzw. neue Risse aufgebrochen und so die Durchlässigkeit des Gesteins erhöht. Im Forschungsprojekt in Soultz sous Forets im Elsaß (Oberrheingraben) wurde auf diese Weise in 3.900 m Tiefe eine unterirdische Wärmetauscherfläche von ca. 3 km^2 erschlossen, aus der eine kontinuierliche thermische Leistung von 10-11 MW_{th} extrahiert werden kann. In der inzwischen auf 5.000 m vertieften Bohrung wurden Temperaturen bis 195 °C angetroffen. Zum Betrieb einer solchen Anlage wird kaltes Wasser in die Tiefe gepumpt (Injektionsbohrung) und über eine zweite (Produktions-)Bohrung wieder an die Oberfläche geführt. Das in den heißen Tiefengesteinen erhitzte Wasser kann zur Speisung von Nah- und Fernwärmenetzen und bei einem entsprechend hohen Temperaturniveau auch zur Bereitstellung von Industriedampf genutzt werden. Bei Betriebstemperaturen zwischen 180 und 220 °C kann über ein Dampfkraftwerk Strom erzeugt werden. Der elektrische Wirkungsgrad liegt dabei bei etwa 10-16 %. In Soultz soll in den nächsten Jahren eine Pilotanlage mit 3 MW elektrischer und 20 MW thermischer Leistung errichtet werden.

Gegenwärtig sind in Deutschland 26 hydrogeothermale Anlagen mit zusammen rund 60 MW_{th} installiert, die eine Wärmemenge von etwa 0,5 PJ pro Jahr erzeugen. Große Anlagen gingen 1995 in Neustadt-Glewe in Mecklenburg-Vorpommern und 1998 im bayrischen Erding in Betrieb (**Tabelle 5.16**). Inzwischen sind weitere Großanlagen mit je 20-30 MW thermischer Leistung im Bau bzw. in Planung [Clauser 1997], darunter auch Anlagen in Hot-Dry-rock-Technik in Verbindung mit einem ORC-Prozess zur Stromerzeugung, darunter in Bad Urach (3 MW_{el}) und Bühl (5-10 MW_{el}) in Baden- Württemberg, sowie in Offenbach (Rheinland-Pfalz; 5 MW_{el}) und Groß-Schönebeck (nordöstlich von Berlin), [Jahrbuch 2001].

Tabelle 5.16: Beispiele für größere Geothermieanlagen in Deutschland

Anlage	Gesamt-leistung (MW)	Geothermi-sche Leistung (MW)	Gesamt-energie GWh/a	Geothermi sche Energie GWh/a	Inbetrieb-nahme
Neubrandenburg	16,4	3,9	45	27,9	1986
Waren-Müritz	6,2	1,6	13,4	8,5	1994
Neustadt-Glewe	16,4	6,5	15,7	14,6	1995
Erding	18 (23*)	9	26	13 (28*)	1998

* Endausbau 2002

5.2.7.2 Kosten und Kostensenkungspotenziale

Die Investitionskosten einer hydrogeothermalen Heizzentrale liegen bei Anlagen mit einer installierten Leistung zwischen 3 und 20 MW im Bereich von 750 bis 2.000 DM/kW. Je nach Temperaturniveau und Ergiebigkeit der Quelle können bei einer Auslastung von etwa 2.000 h/a die Wärmegestehungskosten bei 5-13 Pf/kWh liegen. Bei industriellen Abnehmern mit hoher Auslastung (über 5.000 h/a) können die Wärmegestehungskosten unter 4 Pf/kWh sinken. **Tabelle 5.17** zeigt die ausgewählten Referenztechniken.

Strom aus geothermischen Anlagen wurde im Jahr 2000 in das EEG aufgenommen und wird nun je nach Größe der Anlage (>20 MW, <20 MW) mit Sätzen zwischen 14 und 17,5 Pf/kWh vergütet. Damit wurde die wirtschaftliche Grundlage für die Einführung der Hot Dry Rock Technologie in Deutschland geschaffen. Für erste Pilotanlagen wird von Stromgestehungskosten von rund 20 Pf/kWh ausgegangen. Ausentwickelte Anlagen im 10 bis 20 MW_{el}-Bereich dürften jedoch in der Lage sein, Strom um 10-12 Pf/kWh bereitzustellen. Allerdings müssen die technische Machbarkeit dieses Verfahrens noch demonstriert und die Kostenannahmen noch abgesichert werden.

Tabelle 5.17: Hydrothermale Referenzanlagen für unterschiedliche Lagerstättentemperaturen und Bohrtiefen; Fernwärmenetz 70/40 °C, Zins 6 %, Abschreibung 20 a, Quelle: [Jahrbuch 2001]

		Heizwerk 1	Heizwerk 2	Heizwerk 3	HKW
Lagerstättentiefe	M	1 000	2 000	3 400	3 400
Temperatur	°C	38	80	120	120
Leistung , thermisch	KW	5 000	10 000	20 000	10 000
Elektrisch					1 500
Volllaststunden, therm.	h/a	2 000	2 000	2 000	2 000
elektr.					8 000
Investition, thermisch	DM/kW	2 000	1 200	750	2 000
Elektrisch					1 330
Betriebskosten Anlage	DM/(kWa)	90	50	30	70
Wärmekosten ohne Wärmeverteilung	DM/kWh	0,13	0,08	0,05	0,02 *)

Ohne Wärmeverteilung mit 2-5 Pf/kWh_{th} je nach lokalen Gegebenheiten
*) bei einer Stromgutschrift von 17,5 Pf/kWh_{el} entsprechend EEG

5.2.7.3 Technische Nutzungspotenziale und Angebotskurven

Das geothermische Potenzial zur direkten Wärmenutzung wird für die Bundesrepublik Deutschland mit insgesamt etwa 1,150 PJ/a (300 TWh/a) für einen Nutzungszeitraum von 100 Jahren angegeben [Tenzer 1999, Kayser 1999]. Mit dieser Wärmemenge könnten 12 % des Endenergiebedarfs gedeckt werden. Für diese Anwendungen werden vor allem hydrogeothermale Ressourcen im Norddeutschen Becken, im Oberrheingraben und im süddeutschen Molassebecken genutzt werden. Kosten-Potenzialkurven für die Wärmenutzung in Haushalt und Kleinverbrauch (2 000 h/a) und Industrie (5 000 h/a) wurden von [Kayser 1999] erstellt (**Abbildung 5.26**). Demnach können, beginnend mit 5,5 Pf/kWh$_{th}$ und steigend auf 8 Pf/kWh$_{th}$ rund 800 PJ/a Nutzwärme bzw. für die Industrie 300 PJ/a zwischen 2,5 und 4 Pf/kWh$_{th}$ bereitgestellt werden.

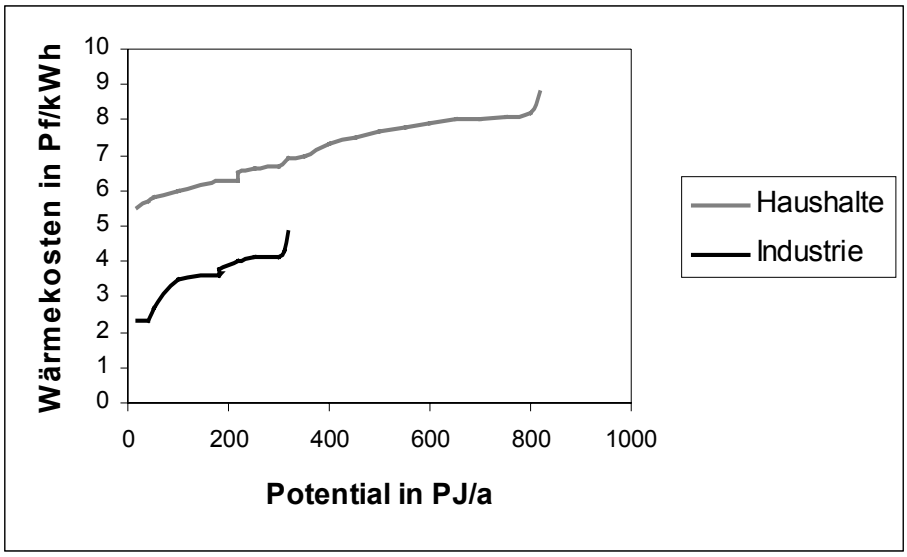


Abbildung 5.26: Kosten-Potenzial Funktion hydrothermischer Wärmeerzeugung in Deutschland [Kayser 1999; Geothermie 1999] (Zins 4 %/a, Abschreibung 30a)

Das Stromerzeugungspotenzial ist ebenfalls beträchtlich, da prinzipiell überall in Deutschland eine Bohrung mit der nötigen Tiefe erzeugt werden kann, um ein HDR-Heiz-Kraftwerk zu installieren. Mit Leistungsgrößen von 20 bis 30 MW$_{el}$ könnten solche Kraftwerke mit 125 TWh/a bis zu 30 % des deutschen Stromverbrauchs bereitstellen [Tenzer 1999]. Allerdings ist dieses Potenzial ökonomisch derzeit nicht eingrenzbar.

5.2.8 Solarthermische Kraftwerke und Stromimport

5.2.8.1 Status und Entwicklungspotenziale

Solarturmkraftwerke, Parabolrinnenkraftwerke und Paraboloidkraftwerke gehören zu den konzentrierenden solarthermischen Kraftwerkskonzepten, bei denen Wärme aus konzentrierenden Sonnenkollektoren bei hohen Temperaturen an eine konventionelle Wärmekraftmaschine abgegeben, z.B. an eine Dampfturbine, an eine Gasturbine oder an einen Stirling-Motor, wird. Die Solarwärme kann tagsüber in thermischen Speichern (Beton, Keramik, Phasenwechselspeicher) gesammelt und nachts an das Kraftwerk abgegeben werden. Mit fos-

silen oder regenerativen Brennstoffen kann außerdem zugefeuert werden, sodass eine ständige Verfügbarkeit der elektrischen Leistung gewährleistet ist [Becker et al. 2000, BINE 1998]. Auch Kraft-Wärme-Kopplung ist ein attraktives Einsatzgebiet; Anwendungen reichen von der Kombination mit Meerwasserentsalzungsanlagen bis hin zur Erzeugung von Fernkälte und industrieller Prozesswärme. Vom ökologischen und ökonomischen Standpunkt aus werden die besten Resultate in Ländern mit hoher direkter Einstrahlung erzielt, da nur direkte Strahlung optisch konzentriert werden kann.

Beim **Solarturmkonzept** wird Solarstrahlung durch ein großes Feld einzeln aufgestellter und der Sonne nachgeführter Spiegel (Heliostaten) auf der Spitze eines Turmes gebündelt. Beim konventionellen Solarturmkonzept wird dort ein Wärmeträger (Luft, Salz, Dampf) in einem der Strahlung ausgesetzten Rohrbündel oder einer porösen Matrix (volumetrischer Receiver) auf 600-800 °C erhitzt (**Tabelle 5.18**). Die solare Wärme wird anschließend über einen Dampferzeuger und eine Dampfturbine zur Stromerzeugung genutzt. Dabei können Spitzenwirkungsgrade von etwa 18-23 % erreicht werden. Bisher wurden mehrere Demonstrationprojekte zur Solarturmtechnologie in USA (Solar Two mit 10 MW_{el}), Spanien (Plataforma Solar de Almeria) und am israelischen Weizmann Institut durchgeführt. Geschlossene, volumetrische Receiver (REFOS-Konzept) erlauben es, Luft unter Druck zu erhitzen. Damit wird es möglich, konzentrierte Sonnenenergie bei hohen Temperaturen auch in Gasturbinen und in hocheffiziente GuD-Kraftwerke einzuspeisen.

Tabelle 5.18: Übersicht der Technologien zur solarthermischen Elektrizitätserzeugung

	Solarturm	Solarturm (REFOS)	Parabolrinne	Parabolrinne (DSG)	Paraboloid
Leistung (solar) MWe	5 - 200	5 - 200	5 - 200	5 - 200	0,01 - 0,1
Einsatz	Dampfturbine, ISCCS	Gasturbine, GuD-Kraftwerk	Dampfturbine, ISCCS	Dampfturbine, ISCCS	Gasturbine, Stirling Motor
Receiver / Absorber	Rohrbündel oder drucklose volumetrische Receiver	volumetrische Druckreceiver	Absorberrohr	Hochdruck-Absorberrohr	Rohrbündel oder Heat Pipe
Wärmeträger	Luft, Salz, Dampf	Luft	Thermoöl	Dampf	Luft, Helium, Wasserstoff
Spitzenwirkungsgrad %	18 - 23	ca. 30	18 - 21	20 - 23	20 - 29
Mittlerer Wirkungsgrad %	14 - 19	ca. 25	10 - 15	14 - 18	16 - 23
Betriebstemperatur °C	600 - 800	800 - 1200+	300 - 400	400 - 500	900 - 1200+
Betriebsdruck bar	< 5	15 - 20	< 5	ca. 100	bis 15
Status	Demonstration	F&E	kommerziell	F&E	Demonstration

GuD: Gas- und Dampfturbinenkraftwerk, DSG: Direct Steam Generation, REFOS: Solar Receiver für Fossile Gasturbinen und GuD-Anlagen, ISCCS: Integrated Solar and Combined Cycle System, Beschreibungen siehe Text. Die angegebenen Wirkungsgrade beziehen sich auf die Umwandlung der eingestrahlten Energie in Wechselstrom am Netz. Die Wirkungsgrade für die Zufeuerung und Umwandlung der thermischen Energie im Hybridbetrieb eingesetzter Brennstoffe sind denen gleichwertiger konventioneller Kraftwerke vergleichbar

Parabolrinnenkraftwerke benutzen bis zu 100 m lange, trogförmige Spiegel zur Bündelung des Sonnenlichts auf ein Absorberrohr, in dem entweder ein Thermoöl oder Wasserdampf direkt den Transport der Wärme zur Dampfturbine übernimmt [Pilkington 1996]. Wegen des Temperaturniveaus von 300-500 °C kann die Sonnenenergie nur in Dampfturbinen eingespeist werden. Parabolrinnenkraftwerke mit 354 MW installierter elektrischer Leistung sind seit Mitte der achtziger Jahre in Kalifornien im kommerziellen Einsatz. Neun Anlagen dieses Typs mit Leistungen zwischen 14 und 80 MW wurden zwischen 1984 und 1991 errichtet. Die Anlagen liefern etwa 800 GWh/a Solarstrom zumeist bei Spitzenlast, wenn die zahlreichen Klimaanlagen in Südkalifornien für erhöhte Last sorgen (etwa 3.000 Volllaststunden pro Jahr). Die Anlagen arbeiten im Jahresdurchschnitt mit einem Anteil von 75 % aus Sonnen-

energie und 25 % Zufeuerung aus Erdgas mit solar-elektrischen Spitzenwirkungsgrade von 21%. Die größte sinnvolle Leistung pro Kraftwerksmodul wird auf etwa 200 MW_{el} geschätzt, da die Entfernungen zwischen der Turbine und den äußeren Kollektoren sonst zu groß werden. Größere Leistungen können durch den Bau mehrerer (standardisierter) Module erreicht werden.

Paraboloidkraftwerke sind dezentrale Einheiten mit 10 bis 100 kW_{el}, die wegen ihrer hohen Betriebstemperaturen von über 900 °C die bisher höchsten solar-elektrischen Wirkungsgrade erreicht haben [SBP 2000]. Als Wärmekraftmaschine werden Stirling Motoren (sog. Dish-Stirling Systeme) oder Gasturbinen (Dish-Brayton.Systeme) verwendet, die zusammen mit dem Absorber direkt im Brennpunkt des Parabolspiegels aufgehängt werden. Paraboloidsysteme sind technisch einsatzfähig, konnten sich bisher jedoch auf dem internationalen Markt nicht gegen photovoltaische Anlagen durchsetzen.

Gute Chancen zur technischen Weiterentwicklung und Kostensenkung der Parabolrinnentechnologie bietet die Direktverdampfung. Eine Demonstrationsanlage 1999 auf der Plataforma Solar de Almeria in Betrieb. Neue Wege bei der Gestaltung der Struktur der Parabolrinnen versprechen Materialeinsparungen und weitere Kostenreduktionen. Bei der Solarturmtechnologie steht die Realisierung des REFOS Konzeptes im Vordergrund, da hiermit mit Gasturbinen und GuD-Kraftwerken ein völlig neues Marktsegment für die Solarthermie erschlossen werden kann. Auch werden die erwarteten hohen Wirkungsgrade – beim Einsatz im GuD – zur einer Reduktion der notwendigen Solarfeldgrößen und damit zu erheblichen Kostensenkungen beitragen [Buck et al. 2000]. Ein wichtiges technisches Entwicklungsziel ist die Realisierung großer thermischer Energiespeicher für solarthermische Kraftwerke, um die Betriebszeit solcher Anlagen über die Sonnenscheinstunden hinaus zu erhöhen. Die dadurch erreichbare bessere Auslastung des konventionellen Kraftwerksteils im Solarbetrieb wird die solaren Stromgestehungskosten deutlich absenken (vgl. Abb 5.16 ab 2007). Die Entwicklungspotenziale solarthermischer Kraftwerke liegen vor allem auch in der Nutzung der Skaleneffekte bei der in den nächsten Jahren anstehenden weltweiten Markteinführung. Das vorgeschlagene Synthesis Programm sieht bis 2010 eine weltweite Ausweitung der installierten Leistung von heute 354 auf 7.000 MW und damit verbundene Kostensenkungen der Sonnenkollektoren um etwa 50 % vor [Trieb 1998; Enermodal 1999].

5.2.8.2 Kosten und Kostensenkungspotenziale

Tabelle 5.19 zeigt die Kosten solarthermischer Stromerzeugung beim heutigen Stand der Technik. Während die Parabolrinnenkraftwerke in Kalifornien noch Investitionskosten von 6.900 DM/kW aufwiesen, kosten neue Anlagenkonzepte infolge der inzwischen umfangreichen Erfahrungen in Kalifornien etwa 20 % weniger. Skaleneffekte beim Bau größerer Einheiten von 100 MW lassen weitere Kostensenkungen und damit Investitionskosten von heute etwa 3.800-4.000 DM/kW erwarten. Damit sind an guten Standorten rein solare Stromgestehungskosten von etwa 18 Pf/kWh und im Hybridbetrieb mit 50 % Zufeuerung 12 Pf/kWh erreichbar. Solarturmkraftwerke liegen infolge ihres geringeren Entwicklungsstandes bei etwas höheren Kosten. Dezentrale Dish-Stirling-Anlagen liegen bei einer angenommenen Produktionsrate von 100 Stk./a bei Kosten, die denen heutiger Photovoltaikanlagen in sonnenreichen Ländern vergleichbar sind. Vorteilhaft wirkt sich hier die Möglichkeit des Hybridbetriebs aus [SBP 2000].

Tabelle 5.19: Investitions- und Betriebskosten solarthermischer Kraftwerke in einstrahlungsreichen Gebieten (Bestehende SEGS-Anlagen und heute errichtbare Anlagen; Zins 6% Abschreibung 25 a; Strahlung direkt normal 2 350 kWh/m²a)

KW-Typ		SEGS II-VII	SEGS neu	Solarturm	ISCCS	Dish-Stirling
Leistung	MW	30	100	30	150	0,01
Spez. Investition	DM/kW	6 900	3 800	5 400	3 400	12 700
Betrieb solar						
Volllaststunden	h/a	2 100	2 250	2 250	450	2 250
Stromkosten	**DM/kWh**	**0,356**	**0,183**	**0,26**	**-**	**0,611**
Betrieb hybrid						
Volllaststunden	h/a	2 800	4 500	4 500	6 750	4 500
Brennstoffbedarf	MWh/a	60 000	643 000	193 000	2 100 000	64
Solaranteil	%	75	50	50	50	50
Stromkosten	**DM/kWh**	**0,281**	**0,12**	**0,158**	**0,158**	**0,334**

Betriebskosten 3% Inv./a; Brennstoffkosten 20 DM/MWh; Wirkungsgrad fossil 35%; Wirkungsgrad ICCS 45%

Abbildung 5.27 zeigt den erwarteten zeitlichen Verlauf der Stromgestehungskosten solarthermischer Kraftwerke bis 2010 wenn ihre Markteinführung in den nächsten Jahren zügig erfolgt. Bei einer Gesamtinvestition von 25 Mrd. DM (7 000 MWel bis 2010 [Trieb 1998]) und einer dazu erforderlichen Anschubfinanzierung von 1-2 Mrd. DM können voraussichtlich bis 2010 mit Stromgestehungskosten zwischen 6 (hybrid) und 12 Pf/kWh (rein solar) erreicht werden.

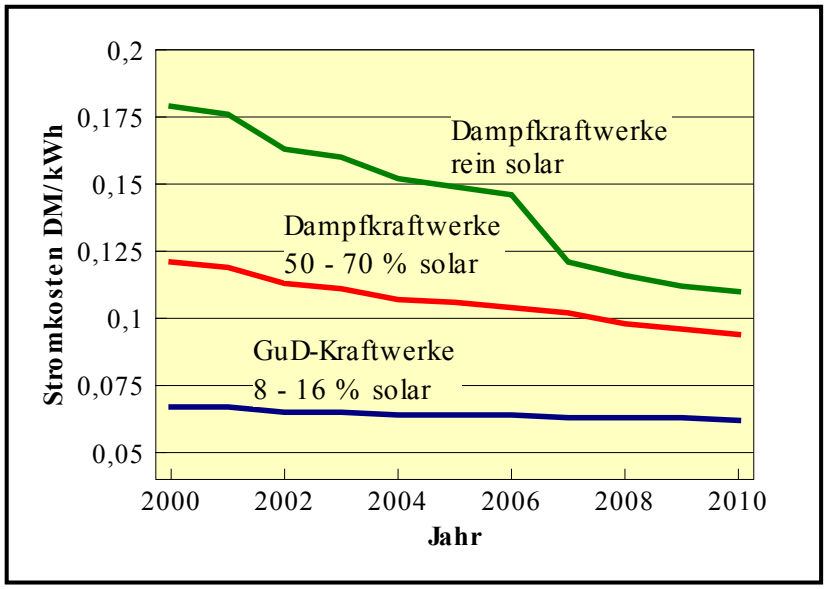


Abbildung 5.27: Erwartete Stromgestehungskosten verschiedener solarthermischer Kraftwerkskonzepte auf der Basis der Parabolrinnentechnologie bis 2010 (Leistung pro Kraftwerk 200 MW, Zins 8 %, Abschreibung 25 a, Ausbau nach dem SYNTHESIS-Konzept [Trieb et al. 1998], ab 2007 Einsatz von Speichern)

Der zeitliche Verlauf der Kosten für importierten Solarstrom aus dem Maghreb bis 2020 ist in **Abbildung 5.28** dargestellt. Die Investition für eine Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitung (HGÜ) mit 2.000 MW Leistung über eine Strecke von etwa 3.000 km liegt heute bei etwa 5 Mrd. DM. Für die Übertragung von Solarstrom aus dem Maghreb nach Mitteleuropa durch HGÜ wären Kosten von etwa 5 Pf/kWh zu veranschlagen,

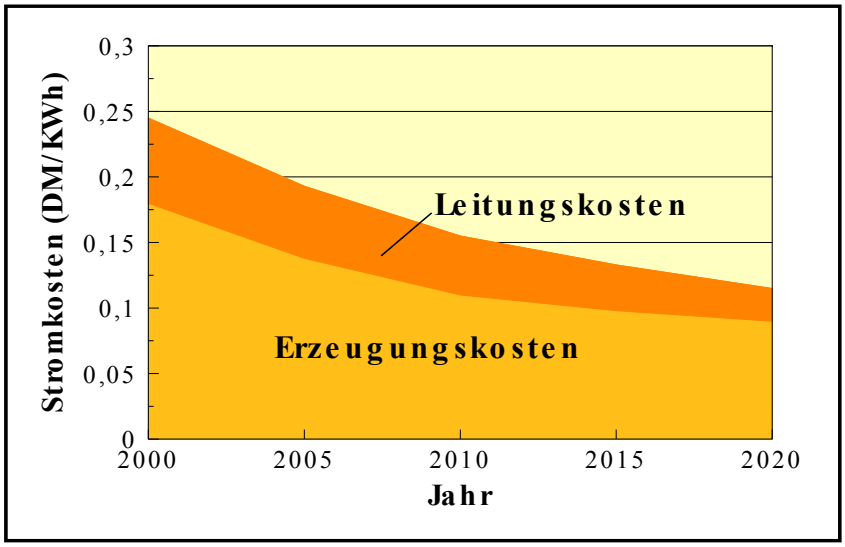


Abbildung 5.28: Zeitliche Entwicklung der Erzeugungs- und Übertragungskosten für Solarstrom aus dem Maghreb nach Deutschland (Kraftwerke 200 MW, Solaranteil 100 %, Leistung der HGÜ 2.000 MW, Entfernung 3.300 km, Übertragungsverluste 16 %, Zins 8 %, Abschreibung 25 a, Ausbau nach SYNTHESIS-Konzept, ab 2007 Einsatz von Speichern [Trieb 1998]

Unter der Voraussetzung, dass die Markteinführung solarthermischer Kraftwerke wie vorab geschildert erfolgt, wäre ab 2015 ein Kostenniveau von unter 15 Pf/kWh für solaren Importstrom[23] in Deutschland erreichbar. Längerfristig kann das Kostenniveau auf ca. 10 Pf/kWh sinken.

5.2.8.3 Technische Nutzungspotenziale

Solarthermische Kraftwerke können als konzentrierende Systeme nur das direkte Sonnenlicht nutzen und sind damit auf sonnenreichen Standorte angewiesen (aus europäischer sicht insbesondere alle Mittelmeeranrainer). Insbesondere in Nordafrika befinden sich erhebliche technische Ausbaupotenziale für diese Technologie, die den lokalen Bedarf weit überschreiten Die solaren Stromerträge solcher Kraftwerke (ohne Zufeuerung) liegen jährlich bei etwa 70-150 GWh_{el}/km^2 Landfläche, d.h. mit einer überbauten Fläche von rund 60 x 60 km² (dies entspricht 0,03 % der geeigneten Flächen in Nordafrika) könnte kalkulatorisch bereits der gesamte Strombedarf Deutschlands gedeckt werden [Broesamle et al. 2000]. Bereits 1 % der verfügbaren Fläche genügt kalkulatorisch, um den heutigen Weltstrombedarf zu de-

[23] In einem „vernetzten“ Europa kommt zukünftig ebenso der überregionale Transport von Windstrom, Wasserkraftstrom oder von Strom aus Geothermiekraftwerken (Island) infrage.

cken; die verfügbaren technischen Potenziale übersteigen den globalen Strombedarf bei weitem.

Der überregionale Transport regenerativen Stroms – wovon solarthermischer Strom nur ein Beispiel darstellt – dürfte dann Teil ein europäischen Strategie werden, wenn die EU –Ziele des Ausbaus von REG ernsthaft umgesetzt werden sollen. Es ist dann naheliegend, mittels des europäischen Verbundnetzes, das um weitere HGÜ- Transportrassen ergänzt werden müsste, besonders große und kostengünstige REG-Potenziale für die Mitgliedsländer zu nutzen. Ein bis dahin vermutlich ohnehin etablierter Zertifikatehandel für Treibhausgase wird diese Entwicklung begünstigen. Die Vorteile für Europa und Nordafrika, als Standortgebiet für solare Kraftwerke, liegen auf der Hand: Die sehr großen, äußerst kostengünstigen REG-Potenziale des Maghreb können so für große Verbrauchszentren erschlossen werden, und kämen den europäischen Verpflichtungen zur Reduktion von Treibhausgasemissionen zugute. Auf der anderen Seite würde mit Solarstrom ein sehr attraktives Exportgut für den Maghreb erschlossen, das bisher ungenutzt blieb und maßgeblich zur Verbesserung der wirtschaftlichen und sozialen Bedingungen beitragen kann.

Auch aus der Sicht Baden-Württembergs ist es deshalb erforderlich, die Option eines überregionalen Stromverbundes zum Import von REG-Strom in die längerfristigen Überlegungen zur Umgestaltung der Stromversorgung einzubeziehen. Im Szenario NACHHALTIGKEIT wird von nennenswerten solarem Stromimport ab 2020 ausgegangen, im Szenario TREND setzt diese Entwicklung stark verzögert erst im Jahr 2040 ein.

5.2.9 Zusammenfassung der Kosten und Potenziale

5.2.9.1 Stromgestehungskosten und Kostenstruktur der technischen Potenziale

Die ermittelten Kosten aller REG-Referenztechniken zur Stromerzeugung sind im folgenden im Überblick zusammengestellt. Gezeigt ist der jeweilige Minimalwert und die durch unterschiedliches Energieangebot und Anlagenleistungen sowie im Fall von Biomasse und Biogas infolge unterschiedlicher Brennstoffkosten und Wärmegutschriften im Betrieb mit Kraft-Wärme-Kopplung verursachte Bandbreite der Stromgestehungskosten (**Abbildung 5.29**). Mögliche Entsorgungserlöse im Fall der Biomasse (Altholz) und des Biogases (Abfälle für Kofermentation) wurden **nicht** berücksichtigt. Der Kalkulationszinssatz beträgt einheitlich 6 %, die Abschreibungsdauer variiert anlagenbedingt zwischen 15 und 30 Jahren. Ohne Berücksichtigung der Photovoltaik (heutige Kosten zwischen 114 und 180 Pf/kWh) liegen die derzeitigen minimalen Stromgestehungskosten zwischen **4 und 30 Pf/kWh,** die Bandbreite der Höchstwerte liegt zwischen 15 und 37 Pf/kWh. Die Strompreise variieren also um etwa eine Größenordnung. Bis zum Jahr 2010 reduzieren sich insbesondere die Kosten der Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windenergie. Erstere liegt dann im Bereich 55-82 Pf/kWh. Auch im Bereich der Biogaserzeugung und -nutzung und der Biomassevergasung dürften die Kosten noch sinken, sobald größere Anlagenstückzahlen hergestellt werden und sich Betriebs- und Wartungskosten verringern. Jedoch ist Intensität und zeitlicher Ablauf dieser Kostendegressionen ungewiss. Für den Technologiestatus 2010 verringert sich die Kostenbandbreite der minimalen Stromgestehungskosten auf **4 bis 18 Pf/kWh.** Ein großer Teil der Technologien liegt mit den günstige Kosten im Bereich **um 10 Pf/kWh.** Bis 2020 sinken die Kosten der Photovoltaik (35-58 Pf/kWh) und der Windenergie (7-15 Pf/kWh) weiter, maximale Werte (ohne PV) reichen noch bis rund 30 Pf/kWh.

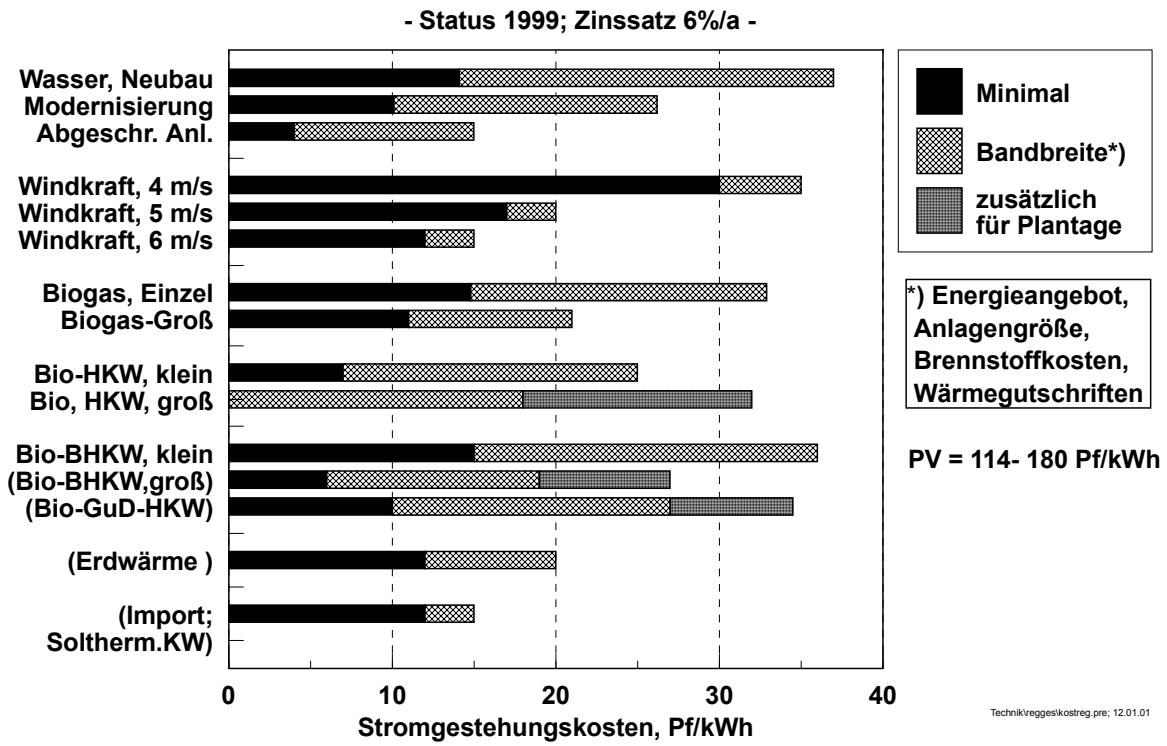


Abbildung 5.29: Derzeitige Stromgestehungskosten regenerativer Energien (ohne Photovoltaik) unter Berücksichtigung der Bandbreite infolge unterschiedlichem Energieangebot, Anlagengröße, Brennstoffkosten und Wärmegutschriften (Technologien in Klammer sind erst ab ca. 2010 kommerziell verfügbar; Importstrom aus solaren Kraftwerken ab etwa 2020)

Die technischen Potenziale der REG lassen sich nach Kostenklassen zusammenfassen. Dabei bestehen bei der Biomasse Freiheitsgrade hinsichtlich der Aufteilung in Strom und Nutzwärme in Abhängigkeit der eingesetzten Technologien. Für die folgende Darstellung wurde, entsprechend der eingesetzten Referenztechnologien, davon ausgegangen, das ein möglichst hoher Anteil der Biomasse in Kraft-Wärme-Kopplung umgesetzt werden sollte. Aus maximal 90 PJ/a fester Biomasse (davon 55 PJ/a Reststoffe und 35 PJ/a Energiepflanzen kann so bei voller Erschließung 4,2 TWh/a Strom und 14,5 TWh/a Nutzwärme bereitgestellt werden, was einem Gesamtnutzungsgrad (netto; d.h. abzüglich aller Verluste einschließlich Vergasung u.ä.) von 75 % entspricht. Entsprechend kann aus 20 PJ/a Bruttoaufkommen an Bio- und Klärgas 1,5 TWh/a Strom und 2,5 TWh/a Nutzwärme bereitgestellt (Nutzungsgrad netto 72 %).

Die verfügbaren REG-Energiemengen zur Stromerzeugung sind beträchtlich. Die längerfristig erschließbaren technischen Potenziale belaufen sich mindestens auf **50 TWh/a.** Eingeschlossen sind hierbei 10 TWh/a REG-Importstrom und 8 TWh/a Strom aus Erdwärme, Je nach der Nutzungsintensität dieser Quellen, z.B. der Nutzung weiterer Dachflächen für die Photovoltaik, und insbesondere im Falle der Erschließung der Potenziale des Stromimports im Rahmen einer europäischen REG-Nutzung kann der heutige Stromverbrauch BW praktisch vollständig mit REG gedeckt werden. Außer der Wasserkraft und der Biomasse besitzen alle Technologien noch teilweise beträchtliche Kostenreduktionsmöglichkeiten, die entsprechend der vorliegenden Daten auf der Basis von Lernkurven wesentlich von ihren Marktvolumina abhängen. Diese Rückkopplung ist von wesentlicher Bedeutung für Art und Ausgestaltung von Förderinstrumenten, die eine längerfristig wirksame Mobilisierung der

REG zum Ziele haben [Öko/DLR 2001]. Die Analyse führt zu der in **Abbildung 5.30** dargestellten Kostenstruktur der Potenziale

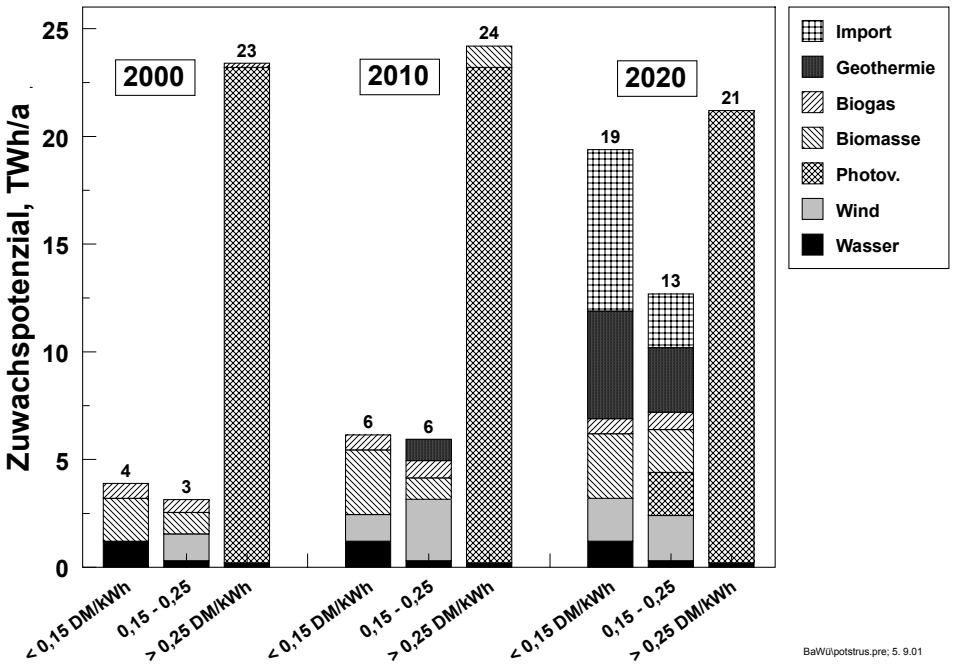


Abbildung 5.30: Kostenstruktur der in den Jahren 2000, 2010 und 2020 verfügbaren Potenziale von REG zur Stromerzeugung in und für Baden-Württemberg; für 2010 und 2020 sind teilweise Kostendegressionen bei wachsenden Marktvolumina vorausgesetzt

Derzeit existiert ein kostengünstiges Potenzial mit Stromkosten bis zu **0,15 DM/kWh** in Höhe von rund **4 TWh/a** ausschließlich aus „großer“ Wasserkraft und Biomasse. Zwischen 0,15 und 0,25 DM/kWh liegen weitere 3 TWh/a. Der größte Teil des bereits heute verfügbaren Potenzials von insgesamt 30 TWh/a (linke Balken in Abb. 5.19) besteht aus der noch teuren Photovoltaik. Das kostengünstige Potenzial allein reicht knapp aus, um die angestrebte Verdopplung des Beitrags bis 2010 zu erreichen. Stromerzeugung aus Geothermie steht derzeit noch nicht zur Verfügung; Stromimport wird erst im Potenzial 2020 berücksichtigt. Wird ein stetiges Marktwachstum aller REG-Technologien vorausgesetzt (z.B. entsprechend dem Verdopplungsziel) so wächst das kostengünstige Potenzialsegment mit Kosten zwischen 0,10 und 0,15 DM/kWh infolge Kostendegressionen bis 2010 auf 6 TWh/a. Infolge Marktzutritt neuer Technologien (Geothermie; Verwertung von Energiepflanzen) wächst das Gesamtpotenzial auf rund 36 TWh/a. Längerfristig (> 2020) kann durch weitere Mobilisierung aller Technologien das kostengünstige Potenzialsegment (Kosten < 0,15 Pf/kWh) auf knapp **20 TWh/a** anwachsen, das Gesamtpotenzial 50 TWh/a überschreiten. Hauptursache dafür ist der dann mögliche Stromimport aus solarthermischen Kraftwerken und/oder Wind-Offshore-Anlagen.

5.2.9.2 Wärmegestehungskosten und Kostenstruktur der technischen Potenziale

Wärme aus REG kann durch Einzelsysteme (z.B. Holzheizkessel, WW-Kollektoren) und mittels Nahwärmenetze bereitgestellt werden. Insbesondere letztere spielen bei einer weitgehenden Erschließung des Wärmemarktes eine sehr große Rolle. Vielfach ist nur über sie eine Nutzung möglich (Erdwärme, Kollektorwärme für Raumheizung in größerem Ausmaß, KWK-Anlagen mit Biomasse). Typische Wärmeverteilkosten von Nahwärmenetzen liegen zwischen 2 und 6 Pf/kWh (im Wesentlichen Kapitalkosten der Netze). Da zentrale Heizanlagen i. allg. geringere spezifische Kosten als Kleinanlagen für Einzelgebäude aufweisen, sind Wärmekosten auf der Basis von Nahwärmeversorgungen bei sorgfältiger Auslegung und vollständiger Nutzung des Netzes mit denen von Einzelheizungen vergleichbar. Im folgenden Kostenvergleich beziehen sich alle Kosten auf Nutzwärme frei Gebäude, d.h. mittlere Verteilungskosten einschließlich Hausübergabe von 4 Pf/kWh sind bei Nahwärmesystemen eingeschlossen.

Auch die Wärmekosten der REG überstreichen eine größere Bandbreite zwischen **7 und 55 Pf/kWh.** Relativ teuer sind heute mit 40-50 Pf/kWh noch die meist eingesetzten kleinen Kollektorsysteme zur Warmwasserbereitung. Auch heutige solare Nahwärmeversorgungen besitzen Kosten, die deutlich über denen von Heizungssysteme auf der Basis fossiler Brennstoffe liegen (Vollkosten Einzelheizung 10-13 Pf/kWh). Günstiger liegen mit rund 15 Pf/kWh hydrothermale Erdwärmeversorgungen und Strohheizwerke. Die günstigsten Kosten besitzen mit Werten um 10 Pf/kWh Holzkessel und Holzheizwerke mit kostengünstigen Brennstoffen (**Abbildung 5.31**). Auch KWK-Anlagen auf Biomassebasis liefern kostengünstig Wärme, wenn Erlöse für Strom auf der Basis des EEG berücksichtigt werden. Kostensenkungspotenziale besitzen insbesondere noch Kollektorsysteme und dort vor allem die heute noch wenig eingesetzten großen Systeme zur Warmwasserbereitung (mehrere 100 bis 1.000 m²) mit zukünftigen Wärmegestehungskosten um 10 Pf/kWh. Solare Nahwärmeversorgungen können in den Bereich um 15 Pf/kWh gelangen. Längerfristig können dementsprechend die meisten relevanten Wärmeversorgungssysteme auf der Basis von REG Wärme in einem Kostenbereich von **10-20 Pf/kWh** frei Verbraucher bereitstellen.

In ähnlicher Weise wie das Stromerzeugungspotenzial lässt sich das Potenzial zur Nutzwärmebereitstellung strukturieren (**Abbildung 5.32**). Insgesamt ergibt sich ein längerfristiges Nutzungspotenzial von 260 PJ/a, was rund 43 % der derzeitig zur Wärmeerzeugung eingesetzten Brennstoffmenge entspricht. Etwa zwei Drittel stehen jedoch derzeit aus strukturellen und technischen Gründen noch nicht zur Verfügung (Solare Nahwärme mit hohem Solaranteil, Erdwärme aus tiefen Schichten, Biomasse aus Energieplantagen). Das derzeit verfügbare, preisgünstige Potenzial **unter 0,15 DM/kWh$_{th}$** in Höhe von **40 PJ/a** besteht weitgehend aus Biomasseresteoffen. Kostendegressionen, insbesondere bei Kollektoranlagen, erhöhen dieses Potenzial bis zum Zeitpunkt 2010 auf rund 75 PJ/a. Ist ab dem Jahr 2020 das technische Potenzial vollständig erschließbar, so kann der größte Teil des technischen Potenzials **(165 PJ/a)** in diese Kostenkategorie eingestuft werden. Deutlich stärker als der Stromverbrauch dürfte in Zukunft die Nachfrage nach (Niedertemperatur-) Wärme sinken. Bezogen auf einem bis 2050 potenziell verringertem Wärmebedarf in Höhe von 315 PJ/a (Szenario NACHHALTIGKEIT; vgl. Abschnitt 3.4) beläuft sich das langfristig verfügbare technische REG-Potenzial für Wärmezwecke auf 80 %, kann also diesen zukünftigen Niedertemperaturbedarf (< 100 °C) prinzipiell decken.

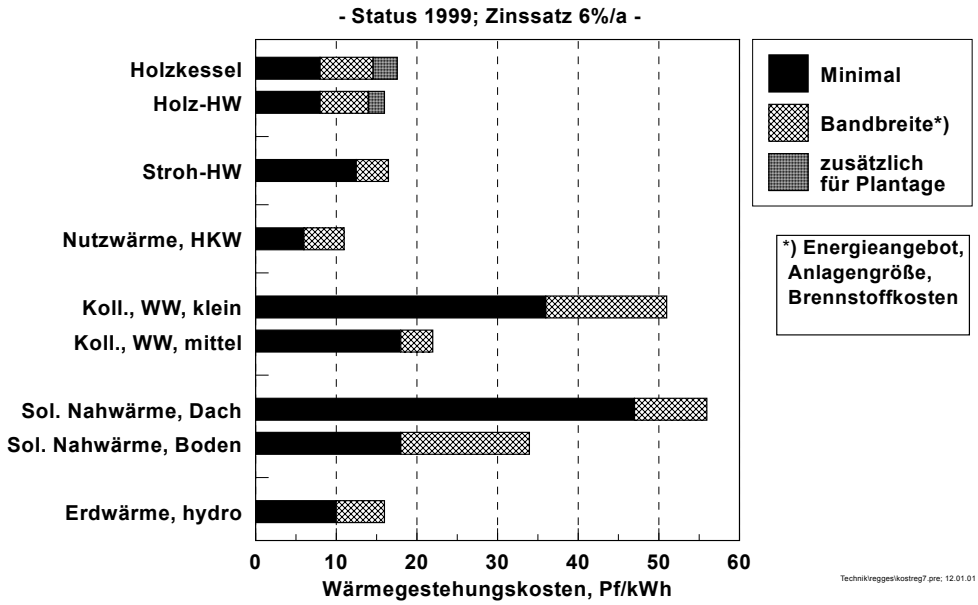


Abbildung 5.31: Derzeitige Wärmegestehungskosten von REG frei Verbraucher unter Berücksichtigung der Bandbreite infolge unterschiedlichem Energieangebot, Einheitsleistung und Brennstoffkosten (Biomasse)

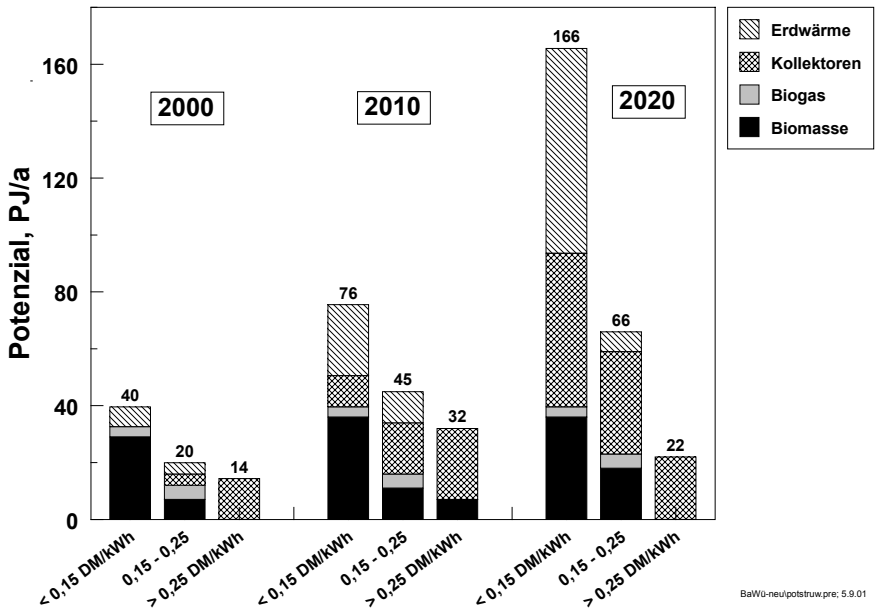


Abbildung 5.32: Kostenstruktur der in den Jahren 2000, 2010 und 2020 verfügbaren REG-Potenziale zur Wärmeerzeugung in Baden-Württemberg; für 2010 und 2020 sind Kostendegressionen wachsenden Marktvolumina vorausgesetzt

5.2.9.3 CO_2-Vermeidungskosten von strom- und wärmeerzeugenden REG-Anlagen

Entsprechend der Bandbreite in den Strom- und Wärmegestehungskosten spannen auch CO_2-Vermeidungskosten einen größeren Kostenbereich auf. Es lassen sich drei Gruppen unterscheiden. Die günstigen Technologien mit Vermeidungskosten **unter 50 DM/t CO_2 (Ä-**

quiv.) sind derzeit modernisierte größere Wasserkraftwerke und Biomasseanlagen mit geringen Brennstoffkosten um 0,01 DM/kWh$_{th}$. Sind kostenlose Brennstoffe (Altholz) verfügbar, können konventionelle Dampf-HKW und die Zufeuerung zu Steinkohlekraftwerken sogar kostengünstiger als die fossile Referenz sein. Im Wärmebereich liegen Biomasseheizwerke je nach Brennstoffkosten mit Werten zwischen –25 und +50 DM/tCO_2 im Bereich der Wirtschaftlichkeit. In einstrahlungsreichen Ländern sind hybridbetriebene solarthermische Kraftwerke bereits heute eine ebenfalls kostengünstige CO_2-Reduktionsoption, [HGF 2001].

In der zweiten Gruppe zwischen **50 und 100 DM/t CO_2** liegen Windanlagen an günstigen Standorten, Erdwärme- und Biomasseanlagen mit Reststoffen (Waldrestholz) sowie Biogasanlagen. Modernisierte kleine Wasserkraftwerke, Windanlagen im Binnenland und Biomasseanlagen mit teuren Brennstoffen (Energiepflanzen) und Wärmeversorgungen auf Erdwärmebasis bilden die dritte Gruppe mit Vermeidungskosten **bis 150 DM/t CO_2**. Sehr hohe Vermeidungskosten haben derzeit Kollektoranlagen zwischen 400 DM/t CO_2 (Südeuropa) bis 800 DM/t CO_2 (Mitteleuropa) und Photovoltaikanlagen mit Werten zwischen 900 DM/t CO_2 (Südeuropa) bis 1.900 DM/t CO_2. Bis 2020 tendieren zahlreiche Technologien gegen CO_2-Vermeidungskosten um Null oder sind günstiger als ihre fossile Konkurrenz (z.B. Biomasse mit günstigen Brennstoffkosten). Dafür ist zum einen die ermittelte Kostendegression verantwortlich, zum anderen sind die steigenden anlegbaren Stromkosten und Wärmegutschriften dafür verantwortlich. Außer der Photovoltaik in Mitteleuropa liegen dann die höchsten Vermeidungskosten um 100 DM/ t CO_2. Zu beachten ist, dass die Werte konservative Angaben darstellen, da nur mit modernen fossilen Kraftwerken (und nicht mit bestehenden Kraftwerken) verglichen wurde und zukünftig mit der tendenziell geringeren „CO_2-Intensität“ der Produktionsstruktur auch die Nettoentlastung noch weiter steigt.

Wie bereits bei der Zusammenstellung der Energiegestehungskosten und der technischen Potenziale erwähnt, zeigt sich, dass regenerative Energie längerfristig ein beträchtliches Reduktionspotenzial von Treibhausgasemissionen aufweisen, wenn die noch möglichen Kostendegressionen mobilisiert und zusätzlich noch nicht eingesetzte Technologien, wie Offshore-Windkraft, Geothermie-Heizzentralen und die HDR-Stromerzeugung, Biomassevergasung und KWK-Nutzung sowie solarthermische Kraftwerke den Markteintritt erreichen.

5.2.10 Teilszenarien des Ausbaus regenerativer Energien in Baden-Württemberg

Hintergrund des sowohl EU-weit, als auch in Deutschland und in Baden-Württemberg angestrebten „Verdopplungsziels 2010“ für REG ist die in zahlreichen Szenarioanalysen gewonnene Erkenntnis (vgl. u.a. [HGF 2001]), dass sie in den nächsten Jahrzehnten erhebliche Beiträge zur Energieversorgung leisten müssen, wenn ein wirksamer Klimaschutz rechtzeitig und dauerhaft erreicht werden soll. Zwar sind im Zeitraum bis etwa 2010 durch rationellere Energiewandlung und –nutzung erheblich höhere und ökonomisch günstigere Beiträge zur Reduktion von Treibhausgasen mobilisierbar, um aber zeitgerecht – d.h. im Zeitraum 2020 bis 2050 – die aus Klimasicht weiter erforderliche kontinuierliche und kräftige Reduktion von Treibhausgasen sicherstellen zu können, sind heute bereits kräftige Wachstumsimpulse bei allen REG-Technologien einzuleiten. Dabei muss das Verdopplungsziel – obwohl es aus heutiger Sicht ehrgeizig ist – als Mindestanforderung angesehen werden.

Obwohl die Mobilisierung in den letzten Jahren – insbesondere im Strombereich bei der Windenergie – teilweise gelungen ist, sind ihre Anteile noch deutlich von den für 2010 angestrebten Beiträgen entfernt. Das gilt sowohl in der EU, in Deutschland und auch in BW. Die energiepolitische Zielsetzung der Verdopplung bezieht die „traditionelle“ Nutzung der Wasserkraft und des Brennholzes ein. Da diese Nutzungsarten nur noch begrenzt ausbaubar

sind (Wasserkraft), bzw. sogar zurückgehen[24], resultieren daraus an den Zuwachs aller anderen, „neuen“ Technologien zur Nutzung von REG teilweise hohe Anforderungen. In Baden-Württemberg beträgt der Beitrag dieser „neuen“ Technologien (einschließlich moderner Biomasse- und Biogasnutzung) lediglich 0,5 % an der Stromerzeugung und ca.1 % am Brennstoffeinsatz für Niedertemperaturwärme. Zur Umsetzung des Verdopplungsziel sind jedoch für das Jahr 2010 für beide Bereiche Anteile um 8% anzustreben. Das jeweilige Verhältnis weist auf die erforderlichen hohen Zuwächse dieser „neuen“ REG-Technologien hin und zeigt die notwendige Vergrößerung des Marktvolumens.

Bei der Strukturierung des Verdopplungsziels sind weitere Gesichtspunkte zu beachten. Aus Wirtschaftlichkeitsgründen ist zunächst die vorrangige Mobilisierung der kostengünstigsten Technologien erwünscht. In BW sind dies vornehmlich die restliche Wasserkraft und die Biomasse-Reststoffnutzung, aber auch die Windenergie an windreichen Standorten. Im Sinne einer langfristig tragfähigen Strategie müssen jedoch auch ausreichende Märkte für die übrigen derzeit noch teureren, aber mit großem (Kostendegressions- und Mengen-) Potenzial versehene Technologien geschaffen werden, auf die nach 2010 die Wachstumsdynamik übergehen soll, also vor allem der solaren Wärme- und Stromerzeugung mittels Kollektoren und Photovoltaik. Auch technologisch müssen noch „Barrieren“ überwunden werden. So müssen bis 2010 z.B. eine effiziente und kommerziell verfügbare Vergasung von Biomasse und die Stromerzeugung aus Erdwärmenutzung in merklichem Ausmaß verfügbar sein. Aus der Abwägung dieser Gesichtspunkte und unter Berücksichtigung aktueller Szenarienanalysen für Deutschland [BMU 2000; TAB 2000; HGF 2001] ergibt sich für die Beiträge von REG, die sich am Verdopplungsziel orientiert, in der wichtigen Phase bis 2010 folgende Entwicklung:

Bei der **Wasserkraft** werden innerhalb dieses Zeitraums alle sinnvollen Investitionen in die Ertüchtigung oder Erweiterung bestehender größerer Anlagen getätigt. Das betrifft insbesondere den geplanten Ausbau des Kraftwerks Rheinfelden und die Modernisierung der weiteren Kraftwerke an Rhein und Neckar. Auch kleinere Wasserkraftanlagen werden verstärkt modernisiert bzw. wieder aktiviert, wodurch allerdings nur begrenzte Zuwächse erreichbar sind. Mit einem Anstieg der Leistung bis 2010 um insgesamt 200 MW (davon Kleinwasserkraft < 1MW: 30 MW) und der erzeugten Strommenge um 1.100 GWh/a (Kleinwasserkraft davon 100 GWh/a) werden dann 5.700 GWh/a Elektrizität erzeugt und damit das technische Potenzial zu 90 % ausgeschöpft.

Die **Windenergie** erfährt eine deutliche Ausweitung der derzeitigen Wachstumsraten auf ca. 50 MW/a; (15 MW/a in 1999, 30 MW/a in 2000). Es wird davon ausgegangen, dass in Baden-Württemberg eine Ausbaudynamik einsetzt, die zumindest der Untergrenze der vom Windangebot vergleichbaren Bundesländern entspricht, (in 2000: Sachsen 55 MW/a; Rheinland-Pfalz 114 MW/a; Thüringen 34 MW/a; Hessen 45 MW/a), wenn die bestehenden, genehmigungsseitigen Hemmnisse und Restriktionen beseitigt werden. Im Jahr 2010 können dann 510 MW Windkraft installiert sein. Die potenzielle Jahreserzeugung beträgt dann rund 900 GWh/a. Das „gesicherte“ technische Potenzial ist dann zu 75 %, das gesamte technische Potenzial zu 25 % ausgeschöpft.

Die **Photovoltaik** erfährt durch das EEG und das 100-000 Dächer-Programm wesentliche Wachstumsimpulse. Es wird unterstellt, dass Wachstumsdynamik nicht abbricht, da nur so 2020/2030 energiewirtschaftlich relevante Beiträge erschlossen werden können. Insbesondere in BW besteht ein großes Interesse daran, die im Lande für F+E im Bereich der Photovoltaik eingesetzten erheblichen Mittel durch entsprechende Investitionen in PV-Anlagen „amortisieren“ zu können. 2005 sollten daher Jahreszuwächse um 25 -30 MW_p/a erreicht

[24] was im Falle der Holzeinzelheizungen aus Emissionsgründen durchaus erwünscht ist, falls sie durch moderne Holzzentralheizungen oder Holz-Nahwärmeanlagen ersetzt werden.

sein, die bis zum Jahr 2010 auf rund 50 MW_p/a anwachsen. Mit einer kumulierten Leistung von 330 MW_p bis zu diesem Zeitpunkt wird ein potenzieller Jahresbeitrag von 315 GWh/a Strom erreicht. Das Potenzial ist zu diesem Zeitpunkt mit 1,3 % noch nicht nennenswert erschlossen.

Die **Biomasse** kann bis zum Jahr 2010 den größten Einzelbeitrag zum Zubauziel leisten. Insbesondere ihr Einsatz in der Nahwärmeversorgung und in der Kraft-Wärme-Kopplung sollte, aufbauend auf den derzeitigen Ansätzen (vgl. u.a. [Holzenergie 2000]), deutlich verstärkt werden, während es beim Zubau an Zentralheizungen für Einzelgebäude auch darum geht, bestehende ältere Holzeinzelheizungen nicht an Heizöl oder Gas zu verlieren. Auch eine Zufeuerung von Biomasse in bestehenden (Heiz) -kraftwerken wird in diesem Szenario unterstellt. Aus dem Zuwachs resultiert eine Stromerzeugung von 1.100 GWh/a und eine Wärmeerzeugung von 35 PJ/a im Jahr 2010. Das Potenzial an Reststoffen fester Biomasse ist dann mit 90 % weitgehend ausgeschöpft. Eine weitere Expansion der Biomasse muss sich auf die Nutzung von Energiepflanzen abstützen.

Auch die Vergärung organischer Reststoffe **(Biogas)** wird deutlich gesteigert. Die Biogasnutzung im landwirtschaftlichen Bereich steigt auf das Zwanzigfache, die Klärgasnutzung wird etwa verdoppelt und ist damit potenzialseitig ausgeschöpft. Da das Gas weitgehend in BHKW eingesetzt wird, resultiert daraus ein Zuwachs der entsprechenden KWK-Leistung bis 2010 um 90 MW_{el}. Die Stromproduktion wächst auf insgesamt 750 GWh/a, die Nutzwärmeproduktion auf 4 PJ/a.. Das Potenzial der Vergärung aller Reststoffe ist im Jahr 2010 zu 50 % ausgenutzt (Klärgas-, Deponiegas zu 100 %)

Kollektoren liefern derzeit noch geringe Beiträge zur Wärmeversorgung. Entsprechend den einleitenden Prämissen müssen sie jedoch in einen sehr dynamischen Wachstumsmarkt hineinwachsen, wenn ihre Beiträge in absehbarer Zeit einen substantiellen Anteil an der Wärmeversorgung erreichen sollen. Als Zielgröße wird daher von einem deutlich steigenden Markvolumen von derzeit rund 80.000 m²/a auf rund 450.000 m²/a im Jahr 2010 ausgegangen. Zunächst werden vorwiegend noch kleinere Anlagen zur Warmwasserbereitung errichtet, Großanlagen wachsen jedoch relativ stärker und erreichen im Jahr 2010 einen Marktanteil von 10 %. Die insgesamt bis 2010 kumulierte Kollektorfläche beläuft sich auf 3,0 Mio. m². Damit können rund 4,3 PJ/a fossile Brennstoffe ersetzt werden, das Zehnfache des heutigen Wertes. Die mit einer derartigen Marktausweitung und dem Einstieg in die Errichtung von Großanlagen erreichbaren Kostensenkungen (vgl. Abschnitt 5.3.6) sind eine Voraussetzung dafür, dass die relativ großen Potenziale dieser Technologie in den darauffolgenden Jahrzehnten kostengünstig ausgeschöpft werden können. Im Jahr 2010 ist das technische Potenzial erst zu 3,5 % erschlossen.

Für die **Erdwärmenutzung** gelten ähnliche Randbedingungen. Auch hier sollte bis 2010 ein substantieller Markt entstehen, wobei hier wärmeseitig ausschließlich Nahwärmeversorgungen infrage kommen. Mit einer installierten Leistung von 180 MW_{th} (entsprechend einer Anlagenzahl von 20-25) wächst die bereitgestellte Nutzwärmemenge von 1,5 PJ/a bis 2010 in eine merkliche Größe, nutzt damit aber erst 2 % ihres technischen Potenzials. Angesichts des attraktiven Potenzials zur Stromerzeugung aus Erdwärme, wird angenommen dass ab 2008 mehrere Anlagen (ORC oder HDR) kommerziell einsatzbereit sind, die im Jahr 2010 0,2 TWh/a Strom bereitstellen.

Dieses zielorientierte REG-Teilszenario, welches die Verdopplungsziele 2010 im Strombereich und – durch den gleichzeitig angenommenen Ausbau des Wärmesektors – auch bei der Primärenergie und im speziellen der Biomasse erreicht, wird in **Tabelle 5.20** (oberer Tabellenteil) und in **Abbildung 5.33** und **Abbildung 5.34** der Szenarienkategorie **NACHHALTIGKEIT** zugeordnet, da es angesichts der erforderlichen Marktausweitung der meisten REG-Technologien noch eines **deutlich verstärkten Förderinstrumentariums** verglichen mit dem gegenwärtigen Zustand bedarf.

Tabelle 5.20: REG-Stromerzeugung in Baden-Württemberg, sowie Import von REG-Strom in drei Zubauszenarien

NACHHALTIGKEIT	Nettostromerzeugung in GWh/a					
	1999	2010	2020	2030	2040	2050
Laufwasser	4 600	5 720	6 300	6 300	6 300	6 300
Windenergie	58	920	2 000	2 300	2 300	2 300
Photovoltaik	6	320	1 040	2 000	3 190	4 900
Biogene Festbrennstoffe 2)	135	1 100	2 870	3 410	3 930	4 100
Biogase 2)	151	750	1 440	1 500	1 500	1 500
Geothermie	-	190	770	2 660	4 550	5 950
Import regen. Stroms	-	-	940	4 250	7 310	8 850
Gesamt	**4 950**	**9 000**	**15 360**	**22 390**	**29 080**	**33 910**
Anteil (%) 1)	**7,5**	**13,8**	**24,0**	**35,4**	**47,0**	**57,5**

EFFIZIENZ	Nettostromerzeugung in GWh/a					
	1999	2010	2020	2030	2040	2050
Laufwasser	4 600	5 500	5 920	6 030	6 100	6 150
Windenergie	58	720	1 430	1 650	1 700	1 780
Photovoltaik	6	250	700	1 140	1 850	2 930
Biogene Festbrennstoffe 2)	135	570	1 890	2 330	2 700	3 080
Biogase 2)	151	725	1 110	1 110	1 110	1 110
Geothermie	-	65	560	1 890	3 160	4 550
Import regen. Stroms	-	-	480	2 450	4 230	5 120
Gesamt	**4 950**	**7 830**	**12 090**	**16 600**	**20 850**	**24 720**
Anteil (%) 1)	**7,5**	**11,7**	**17,7**	**24,0**	**30,2**	**36,7**

TREND	Nettostromerzeugung in GWh/a					
	1999	2010	2020	2030	2040	2050
Laufwasser	4 600	5 280	5 440	5 540	5 700	5 760
Windenergie	58	600	945	990	1 000	1 050
Photovoltaik	6	170	265	320	440	480
Biogene Festbrennstoffe 2)	135	400	990	1 480	1 620	1 750
Biogase 2)	151	500	500	500	500	500
Geothermie	-	30	380	1 050	1 750	2 450
Import regen. Stroms	-	-	-	-	540	1 100
Gesamt	**4 950**	**6 980**	**8 520**	**9 880**	**11 550**	**13 090**
Anteil (%) 1)	**7,5**	**10,1**	**11,8**	**13,1**	**15,0**	**17,1**

1) Anteil an der jeweiligen Nettostromerzeugung (vgl. Abschnitt 6.1); 2) Strom weitgehend in Kraft-Wärme-Kopplung

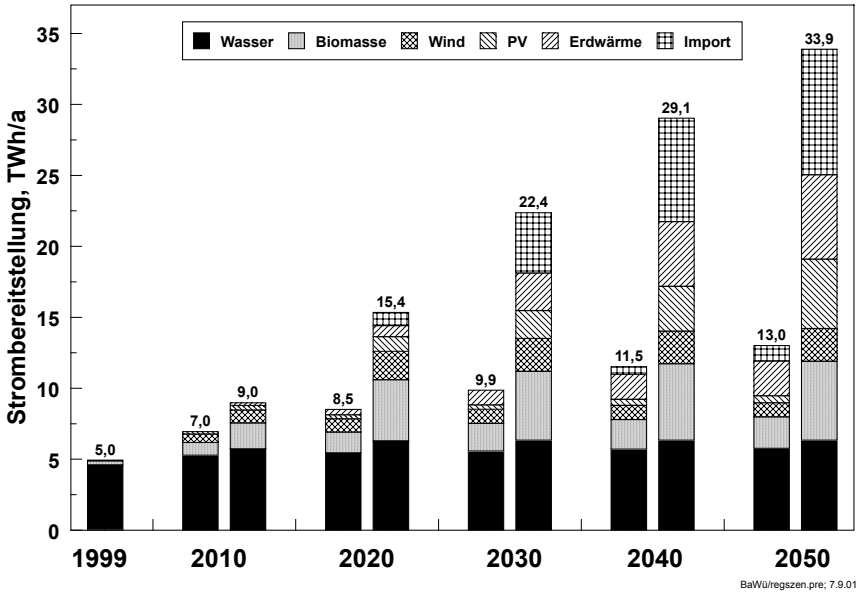


Abbildung 5.33: Strombereitstellung aus REG in den Szenarien TREND (linke Balken) und NACHHALTIGKEIT (rechte Balken) bis zum Jahr 2050

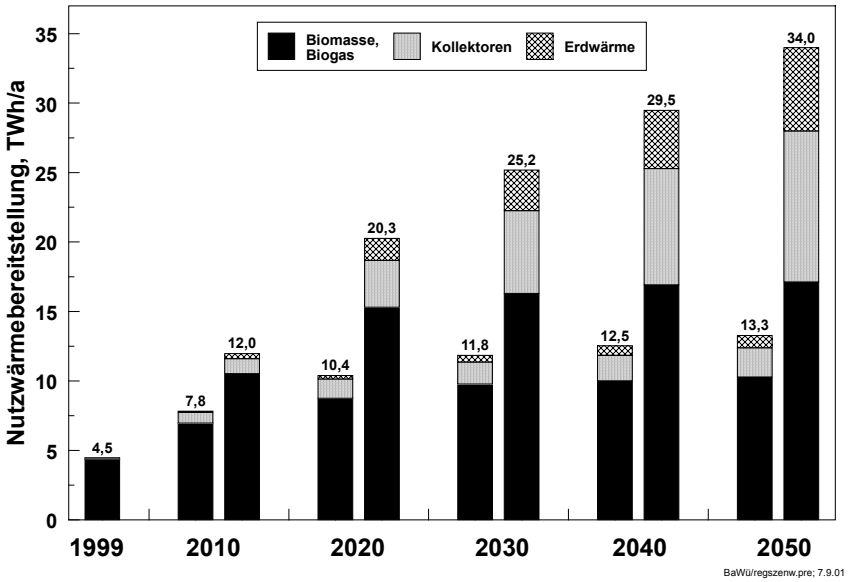


Abbildung 5.34: Nutzwärmebereitstellung aus REG in den Szenarien TREND (linke Balken) und NACHHALTIGKEIT (rechte Balken) bis zum Jahr 2050

Werden die Zielwerte bis zum Jahr 2010 erreicht, kann – in Analogie zur bereits vorhandenen Eigendynamik des deutschen bzw. weltweiten Windenergiemarktes, die sich innerhalb eines Jahrzehnts herausgebildet hat – von einer Fortsetzung der bis dahin eingeleiteten Wachstumsdynamik und einer entsprechenden Ausweitung der Marktvolumina ausgegangen werden. Modelliert wird dieser Zuwachs unter der Annahme logistischen Wachstumsfunktion mit einer Sättigung in der Nähe der jeweiligen technischen Potenziale. In Anlehnung an entsprechende Ausarbeitungen für Deutschland [TAB 2000; HGF 2001] wird der für BW unter dieser Randbedingung erreichbare REG-Beitrag bis zur Mitte des nächsten Jahrhunderts

abgeschätzt. Dieser Zubau ist selbstverständlich in ein entsprechendes Gesamtszenario eingebettet, in welchem die Elemente: Rationellere Energienutzung (vgl. Kapitel 3), rationellere Energiewandlung (Ausbau der Kraft-Wärme (Kälte-) Kopplung; vgl. Abschnitt 5.2) und Nutzung von REG in einem zeitlich und mengenmäßig aufeinander abgestimmten Verhältnis stehen.

Der Ausbau von REG kann sich nach der „Einstiegsphase“ bis 2010 noch beschleunigen. Der Beitrag am jeweiligen Primärenergieverbrauch des Szenarios NACHHALTIGKEIT (Anteil an jeweiliger Nettostromerzeugung in Tabelle 5.20) steigt von 6 % im Jahr 2010 auf 12,5 % in 2020, 20 % in 2030, 28 % in 2040 auf schließlich 36 % im Jahr 2050. Um 2030 sind die Potenziale der Wasserkraft, der Windenergie und der Biogasnutzung vollständig, die der Biomasse weitgehend erschlossen. Das große Potenzial der Strahlungsenergie ist bis 2030 stromseitig erst zu 8 % (aus Kostengründen) und wärmeseitig (Abbildung 5.34) zu 20 % erschlossen. Es bietet danach weiteren Spielraum zur Ausweitung der Energiebeiträge; 2050 werden 20 % des Photovoltaik-Potenzials und knapp 38 % des Kollektor-Potenzials genutzt. Auch die Geothermie spielt eine zunehmend wichtige Rolle. Im Jahr 2050 trägt sie im Strombereich mit 5 % ihres technischen Potenzials und im Wärmebereich zu 30 % zur Energieversorgung BW bei. Ab 2020 stellt auch – bei einmal angestoßener Entwicklungsdynamik der REG und unter der Voraussetzung, dass eine derartige Entwicklung nur gesamteuropäisch vorstellbar ist (auch wenn einzelne Länder eine gewisse Vorreiterrolle übernehmen können – die Nutzung von REG-Strom aus dem europäischen Verbundnetz (Solarthermische Kraftwerke, Windenergie, u.a.) eine realistische Option dar [TAB 2000]. Vor diesem Hintergrund trägt im Szenario NACHHALTIGKEIT im Jahr 2050 „importierter“ REG-Strom zu 15 % zur Stromerzeugung BW bei. Insgesamt stellen REG zu diesem Zeitpunkt nahezu 60 % des Stroms in BW bereit; sie sind auch primärseitig zur bedeutendsten Energiequellen geworden (vgl. Kapitel 6).

Im Gegensatz zum zielorientierten Teilszenario beschreibt das **REG-Teilszenario TREND** (Tabelle 5.20; unterer Tabellenteil; Abbildung 5.33 und Abbildung 5.34) die Weiterentwicklung von REG bei etwa dem jetzigen Stand des energiepolitischen Instrumentariums zu ihrer Förderung und Marktausweitung. Die derzeitig sichtbare relativ dynamische Entwicklung bleibt auf absehbare Zeit noch erhalten, so dass sich bis 2010 – insbesondere im Strombereich – keine markanten Unterschiede zu obigem Teilszenario ergeben. Weitere und verstärkte Wachstumsimpulse bleiben danach jedoch aus, die weitere Marktentwicklung verlangsamt sich und insbesondere die teureren REG-Technologien (PV; Kollektoren, Biomasse-Vergasung) wachsen nur sehr langsam; der Markteintritt neuer Technologien wie Strom aus Erdwärme, verzögert sich ebenso, wie die Nutzung des europäischen Stromnetzes für REG-Stromimport. Vor diesem Hintergrund wächst der REG-Anteil an der Energieversorgung ab 2010 relativ gering und liegt in 2030 erst bei 7 % am (im Vergleich zum Szenario NACHHALTIGKEIT höheren) Primärenergieverbrauch und in 2050 bei knapp 10 %. An der ebenfalls höheren Nettostromerzeugung haben REG dann einen Anteil von 17 % (Tabelle 5.20). REG sind in diesem Szenario auch in 2050 noch eine nachrangige Energiequelle.

Im **REG- Teilszenario EFFIZIENZ** werden die marktnäheren REG –Technologien weitgehend ausgeschöpft, da sich diese nach einem Jahrzehnt des Wachstums im Rahmen des bestehenden Förderinstrumentariums weitgehend am Markt behaupten können. Für die anderen REG-Technologien werden zwar verstärkte Anstrengungen zu Marktmobilisierung unternommen, jedoch findet keine wirksame Abstimmung der Förderaktivitäten im europäischen Rahmen statt, sodass deren Wachstum nur in „gebremstem“ Zustand stattfinde. Auch spielen die klimapolitischen Zielsetzungen eine eher nachgeordnete Rolle. REG erreichen in diesem Szenario in 2030 einen Anteil von 13 % am Primärenergieverbrauch (Strom siehe Tabelle 5.22 mittlerer Tabellenteil) und im Jahr 2050 von etwa 20 %. Zur Stromerzeugung tragen sie im Jahr 2050 zu 36 % bei. REG sind zu diesem Zeitpunkt in diesem Szenario eine mit Erdgas, Mineralöl und Kohlen etwa gleichrangige Energiequelle.

Der in den Szenarien unterstellte Zubau von REG bewirkt eine Investitionstätigkeit in sehr unterschiedlichem Ausmaß. 1999 wurden in BW rund 350 Mio. DM/a in REG-Technologien investiert. Das jährliche Investitionsvolumen steigt bis zum Jahr 2010 im Szenario TREND lediglich auf das Zweifache dieses Wertes (**Tabelle 5.21**), da der Markt zu diesem Zeitpunkt bereits wieder zur Stagnation tendiert. Es pendelt sich dementsprechend danach zwischen 0,90 und 1,15 Mrd. DM/a ein, wobei sich nach 2030 bereits der Ersatzbedarf für die zwischen 2000 und 2010 investierten Anlagen bemerkbar macht. Im Szenario NACHHALTIGKEIT beträgt es im Jahr 2010 bereits rund 2 Mrd. DM/a – insbesondere auch wegen der deutlich höheren Investitionen in die teureren REG-Technologien Kollektoren und Photovoltaik – und steigt danach stetig bis auf über 4 Mrd. DM/a im Jahr 2050. Im Jahresdurchschnitt des Zeitabschnitts 2010 bis 2050 werden jährlich 2,6 Mrd. DM/a in REG-Anlagen investiert. In stromerzeugende Technologien werden in 2050 jährlich rund 2,5 Mrd. DM/a investiert (in TREND 0,8 Mrd. DM/a). Die von 2000 bis 2010 kumulierten Investitionen belaufen sich auf 15,8 Mrd. DM (NACHALTIGKEIT) bzw. 8,5 Mrd. DM (TREND).

Tabelle 5.21: Jährliche Investitionen des REG-Ausbaus getrennt nach Strom- und Wärmemarkt (einschl. Nahwärmenetze) in den einzelnen Szenarien

	2000	2010	2020	2030	2040	2050
TREND, gesamt	**505**	**719**	**943**	**933**	**1 117**	**1 158**
Strommarkt	235	400	690	680	800	800
Wärmemarkt	270	319	253	253	317	358
EFFIZIENZ, gesamt	**505**	**1 387**	**1 819**	**1 853**	**2 301**	**2 713**
Strommarkt	235	750	1 254	1 275	1 480	1 654
Wärmemarkt	270	637	565	578	821	1 059
NACHHALTIGKEIT, gesamt	**505**	**2 022**	**2 522**	**2 716**	**3 367**	**4 077**
Strommarkt	235	1 230	1 670	1 800	2 090	2 498
Wärmemarkt	270	792	852	916	1277	1 579

Schlüsselt man die Investitionen nach Technologien auf (**Abbildung 5.35**), so zeigt sich für BW die Dominanz der Biomasse, welche in allen Szenarien bis 2010 (einschl. Nahwärmenetze) zwischen 35 und 40 % der kumulierten Investitionen verursacht. Im Szenario NACHHALTIGKEIT erfährt der Kollektormarkt ebenfalls erhebliche Wachstumsschübe (kumuliert 2,8 Mrd. DM einschl. Nahwärmenetzen bei Großanlagen) und ebenso die Photovoltaik (kumuliert 3 Mrd. DM). Von Bedeutung sind auch die Investitionen in die Wasserkraft mit 1,7 Mrd. DM bis 2010. Relativ gering ist die kumulierte Investitionssumme bei der Windenergie mit 0,8 Mrd. DM. Die Geothermie befindet sich – was die Stromerzeugung anbelangt – erst in der Einführungsphase und kommt bis 2010 auf insgesamt 0,6 Mrd. DM. Von Bedeutung für die Gestaltung von Förderinstrumenten ist die Zuordnung der Investitionen zum Strom- bzw. zum Wärmemarkt (Tabelle 5.21) Dabei werden alle KWK-Anlagen der Biomasse- und Biogasnutzung stromseitig, die dazugehörigen Nahwärmenetze jedoch wärmeseitig berücksichtigt. Die im Strommarkt zu tätigenden Investitionen belaufen sich im Szenario NACHHALTIGKEIT kumuliert bis 2010 auf 8,5 Mrd. DM, diejenigen des Wärmemarkts auf 7,3 Mrd. DM, wobei allein 2,4 Mrd. DM auf Nahwärmenetze entfallen. Der Wärmemarkt hat zwar im Vergleich zum Strommarkt noch deutlichen Nachholbedarf, bleibt aber in den Investitionsvolumina stets hinter diesem.

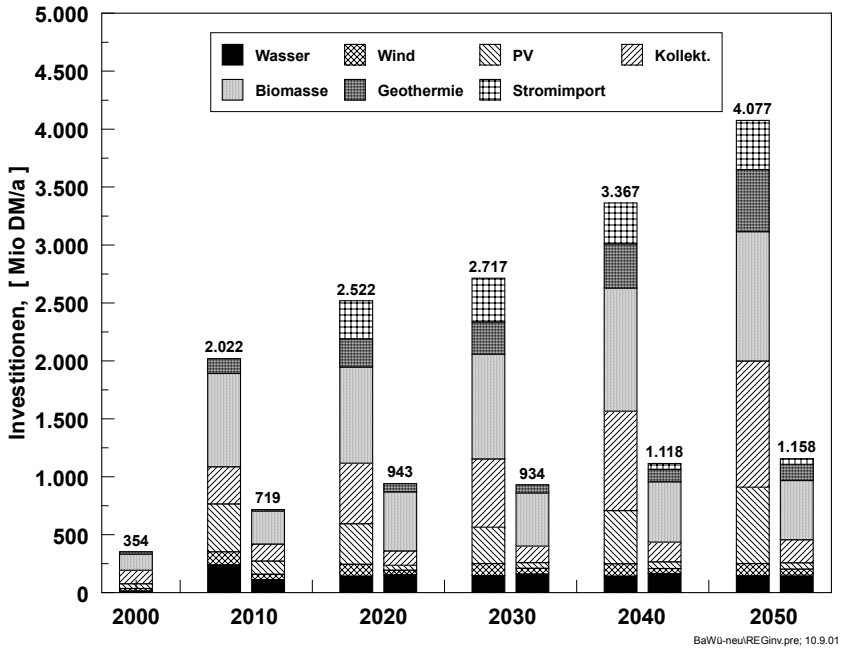


Abbildung 5.35: Jährliche Investitionsvolumina in einzelne REG-Technologien in den Szenarien NACHHALTIGKEIT (linke Balken) und TREND (rechte Balken) bis 2050

In den beträchtlich wachsenden Investitionsvolumina zeigt sich deutlich die damit verbundene Substitution fossiler Energieträger; der stetige Einkauf dieser Energien wird durch Investitionen in Technologien ersetzt. Die ökonomische Bewertung dieser Investitionen in Relation zur Preisentwicklung fossiler Energien bzw. den anlegbaren Strom- und Wärmepreisen erfolgt in Kapitel 6.

5.3 Potenziale und Beiträge konventioneller Kraftwerke

5.3.1 Referenztechnologien für Steinkohle- und Erdgaskraftwerke.

Mit 85 % stammt der weitaus größte Anteil der Stromerzeugung in BW derzeit aus Kondensationskraftwerken (Kernenergie 57 %; Steinkohle 26 %; Gas, Heizöl 2 %). Sie bleiben daher auch auf längere Sicht die Hauptträger der Strombereitstellung. Im Grundlastbetrieb haben bisher neben Kernkraftwerken lediglich Steinkohlekraftwerke eine Rolle gespielt; Gas- und Heizölkraftwerke auf Gasturbinenbasis dienten der Spitzenstromerzeugung und der Reservehaltung. Für den Ersatz der Kernenergie und fossiler Altkraftwerke kommen in Zukunft jedoch auch sehr effiziente und kostengünstige GuD-Kraftwerke infrage. Sie sind wegen des relativ geringen Kapitalbedarfs und ihrer Flexibilität hinsichtlich ihrer Einheitsleistung gerade im liberalisierten Strommarkt für Investoren von wachsendem Interesse. Wegen ihrer anteilig relativ hohen Brennstoffkosten sind sie allerdings gegenüber Energiepreisänderungen empfindlicher als Kohlekraftwerke.

In technischer Hinsicht hat auch bei Großkraftwerken eine stetige Weiterentwicklung stattgefunden. Neue Steinkohlekraftwerke im Leistungsbereich um 700-800 MW erreichen derzeit Wirkungsgrade von etwa 43 % (Dampfkraftwerk mit Wirbelschichtfeuerung) bis 45 % (Dampfkraftwerke mit atmosphärischer Kohlestaubfeuerung); längerfristig dürften 47 bis

48 % erreichbar sein. Besonders hohe Wirkungsgrade besitzen erdgasgefeuerte Kombikraftwerke mit Dampf- und Gasturbinen (GuD-Kraftwerke). Neue Kraftwerke im Leistungsbereich 700-800 MW erreichen Wirkungsgrade von 58 %, in kleineren Einheiten um 200 MW sind immerhin noch 53 % erreichbar. Längerfristig wird erwartet das GuD-Kraftwerke die 60 % Wirkungsgradgrenze erreichen bzw. sogar leicht überschreiten. GUD-Kraftwerke habe außerordentlich geringe spezifische Investitionskosten zwischen 1.100 DM/kW (um 200 MW) bis unter 1.000 DM/kW für größere Kraftwerke für den Grundlastbetrieb. Die Eckdaten der für die Szenarioanalysen ausgewählten Referenzanlagen sind in **Tabelle 5.22** zusammengestellt. Es handelt sich dabei um zwei Großkraftwerke mit 750 MW Leistung und um ein GuD - Kraftwerk mittlere Größe mit 200 MW Leistung. In Anlehnung an die Eckdaten aus [MEX 2001] wurden für Inbetriebnahmezeitpunkte um 2015/2020 und um 2030 weiter verbesserte Wirkungsgrade und geringe Investitions- und Betriebskosten angesetzt.

Tabelle 5.22: Eckdaten fossiler Kraftwerksneubauten bei Inbetriebnahme im Jahr 2005 (Klammerwerte: 2015/2020 und 2030); [TAB 1999; MEX 2001; IER 2001]

		Steinkohle- KW	**Erdgas- GuD-KW**	
Nettoleistung	MW	750	750	200
Wirkungsgrad	%	45 (45,5; 46)	58 (59; 60)	53(55;57)
Technische Nutzungsdauer	a	40	40	40
Investitionskosten (ohne Zinsen, einschl. Bauherrenleistungen)	DM/kW	2000 (1950;1900)	900 (850; 800)	1100 (1000; 950)
Wartung, Instandhaltung	DM/kW,a	25,8 (25,0; 24,1)	13,5 (11,9; 9,8)	18,7 (15,0; 13,3)
Personalkosten	DM/kW,a	15,2 (14,0; 13,0)	7,8 (6,3; 5,4)	20,0 (18,0; 16,0)
Variable Betriebskosten	Pf/kWh	0,95	0,85	0,85

Als längerfristige Option ist auch die Integration von Hochtemperatur-Brennstoffzellen MCFC und SOFC in Dampf- und GuD-Kraftwerken zur ausschließlichen Stromerzeugung denkbar; Konzeptstudien dafür existieren bereits, konkrete Entwicklungsarbeiten sind jedoch nicht bekannt [TAB 2001]. Bei Gaskraftwerken ließe sich mit einer BZ-Vorschaltstufe der Wirkungsgrad bis auf rund 70 % steigern. Wenn ein Kohlevergaser mit entsprechender Gasreinigung vorgeschaltet wird, ist auch der Einsatz von Stein- oder Braunkohle möglich. Machbarkeitsstudien schätzen, dass damit Wirkungsgrade bis zu 60 % erreichbar sein können. Die wesentliche Frage ist, ob die erzielbaren Wirkungsgradsteigerungen durch die BZ den zusätzlichen Kostenaufwand rechtfertigen. Optimistische Kostenannahmen zum Brennstoffzellenteil kommen zu dem Ergebnis, dass die Stromgestehungskosten etwa 35 % über denen herkömmlicher Erdgas- oder Kohlekraftwerke liegen würden. Entscheidender Parameter ist dabei die Lebensdauer der Brennstoffzelle. Für den Einsatz von Kohle wäre zunächst die Einführung von reinen GuD-Kohlekraftwerken mit integrierter Kohlevergasung (IGCC) eine wesentliche Voraussetzung. Dies ist jedoch zur Zeit nicht absehbar, [TAB 2001].

Hinsichtlich des Klimaschutzes ist zu berücksichtigen, dass der eingesetzte Energieträger stärker dominiert als die Kraftwerkstechnologie. Dies lässt sich am Beispiel der CO_2-Emissionen von Kraftwerken als Funktion des Wirkungsgrads für unterschiedliche Energieträger zeigen (**Abbildung 5.36**). BZ-Vorschaltstufen bei Kohlekraftwerken können die primärenergetischen Nachteile aus der Sicht des Klimaschutzes nicht wesentlich verringern. Alle mit Erdgas betriebenen Technologien liegen hinsichtlich der CO_2-Emissionen günstiger als mit Kohle betriebene Kraftwerke. Auch bei Erdgas ist mit BZ-Vorschaltstufen gegenüber ausgereiften konventionellen GuD-Kraftwerken mit 60 % Wirkungsgrad nur noch eine margi-

nale Verringerung der CO_2-Emissionen möglich. Berücksichtigt man die Vorkette der Energieträgerbereitstellung, so ergeben sich geringe Verschiebungen zugunsten der Kohletechnologie ohne jedoch an der Gesamtaussage etwas zu ändern. Ersichtlich ist darüber hinaus aus der Sicht des Klimaschutzes der große Vorteil einer effizienten Nutzung der eingesetzten Energie am Beispiel eines GuD-HKW mit 45 % Wirkungsgrad und der Gutschrift der Emissionen für die Wärmenutzung. Strukturelle Verbesserungen bzw. Anpassungen (hier KWK mit kleinen und mittleren Verteilnetzen zur Nutzung der Abwärme) bieten vielfach einen höheren Nutzen als aufwendige technische Entwicklungen.

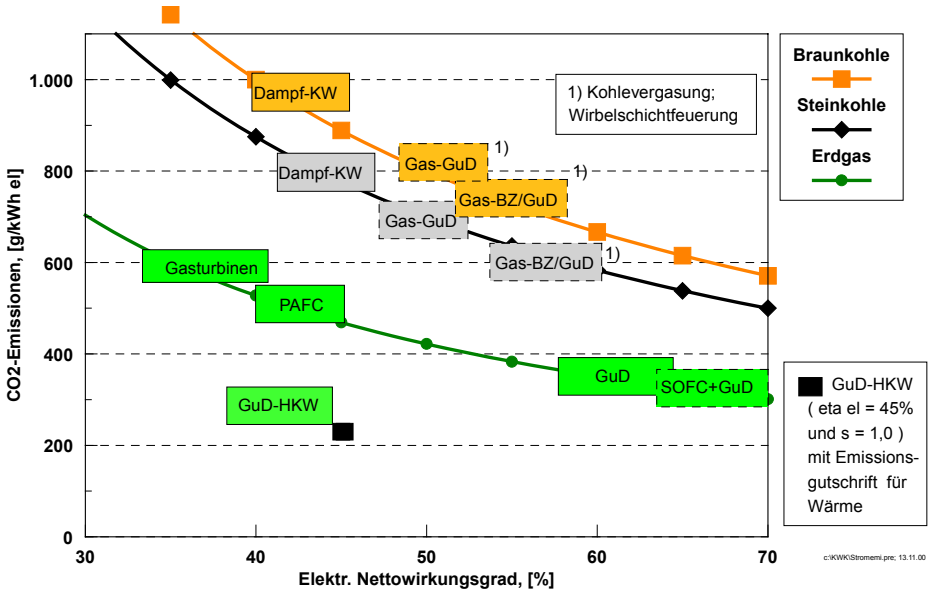
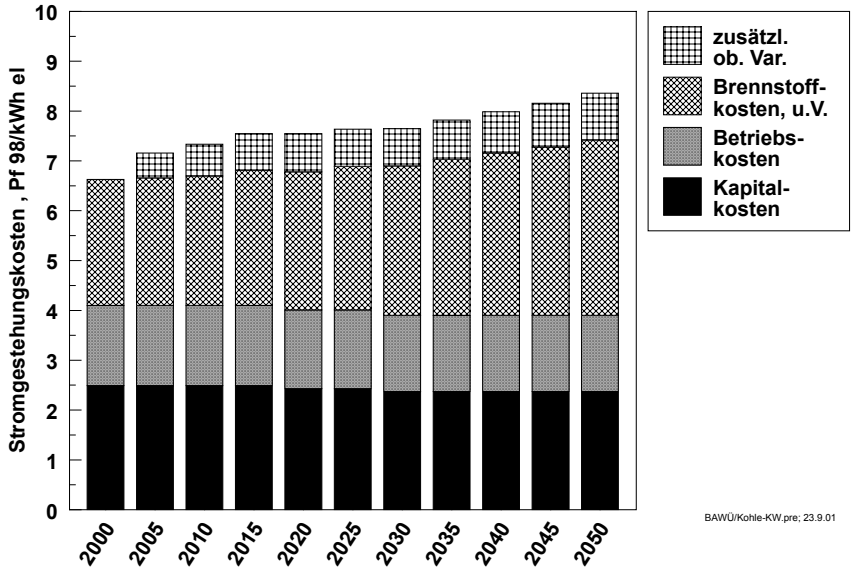


Abbildung 5.36: CO_2-Emissionen (ohne Vorkette) der Stromerzeugung als Funktion der eingesetzten Primärenergie und dem Wirkungsgrad für verschiedene Kraftwerkstechnologien einschließlich Brennstoffzellen-Vorschaltstufe, sowie für ein GuD-HKW auf Erdgasbasis

Auf der Basis der Eckdaten aus Tabelle 5.22 und der in Kapitel 1 abgeleiten Energiepreisentwicklung lassen sich die einzelwirtschaftlichen Stromgestehungskosten von Neukraftwerken in Abhängigkeit der jeweiligen Brennstoffkosten darstellen, (**Abbildung 5.37**)[25]. Hierbei ist von Vollbenutzungsstunden in Höhe von 7.000 h/a, einer Abschreibungsdauer von 20a und einem Zinssatz von 6 %/a ausgegangen worden. Ersichtlich ist zum einen der deutlich unterschiedliche Beitrag der Kapital- bzw. Brennstoffkosten für Steinkohle- und Erdgaskraftwerke an den jeweiligen Gesamtkosten, zum anderen der infolge der unterstellten Energiepreissteigerungen deutlich stärkere Anstieg der Stromkosten von Erdgas-GuD-Kraftwerken. Mit neuen Kohlekraftwerken sind demnach um 2005 Stromgestehungskosten von 6,65 Pf/kWh (Preisbasis 1998; Zins 6 %/a; Abschreibung 20 a) erzielbar (Abbildung 5.37, oben). Sie steigen in der unteren Energiepreisvariante auf 6,8 Pf/kWh in 2020 und auf 7,4 Pf/kWh in 2050, können also mit einem Gesamtanstieg von 12 % innerhalb 50 Jahren als relativ stabil bezeichnet werden. Steigen die Brennstoffpreise entsprechend der oberen Variante, so entspricht dies Stromkosten von 7,05 Pf/kWh in 2005, 7,5 Pf/kWh in 2020 und 8,4 Pf/kWh in 2050, also bereits ein Anstieg um insgesamt 27 % gegenüber dem heutige

[25] Dabei sind vereinfachend nur die Kraftwerke mit den jeweils aktuellen Investitions- und Betriebskosten aufgeführt. Die für 2015/2020 und 2030 geänderten Werte führen zu Kostenunterschieden von max. 0,2 Pf/kWh gegenüber den Daten des Jahres 2005.

Wert. Mit GuD-Kraftwerken (Abbildung 5.37, unten) lassen sich auf der Basis der unteren Preisvariante um 2005 Stromgestehungskosten von 7,0 Pf/kWh erzielen, um 2020 von 7,7 Pf/kWh und um 2050 von 9,5 Pf/kWh, insgesamt also ein Anstieg um 30 %. In der oberen Energiepreisvariante lauten die betreffenden Werte 8,0 Pf/kWh (2005), 9,1 Pf/kWh (2030) und 13,1 Pf/kWh (2050), was insgesamt einem deutlichen Anstieg um 80 % entspricht.



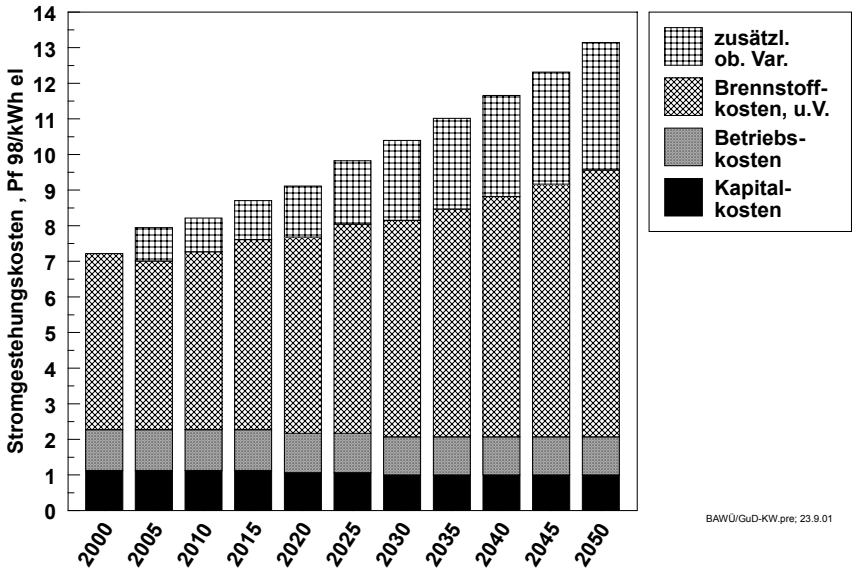


Abbildung 5.37: Stromgestehungskosten neuer Steinkohle- (oben) und Erdgas-GuD-Kraftwerke (unten) in Abhängigkeit der Brennstoffkosten in den jeweiligen Jahren (750 MW, 7.000 h/a, Zins 6 %/a, Abschreibung 20 a) für zwei unterschiedliche Energiepreisentwicklungen

Mit den Erdgas- und Kohlepreisen der Jahre 1998/1999 war ein Neukraftwerk auf Gasbasis noch kostengünstiger als ein vergleichbares Kohlekraftwerk gleicher Auslastung. Das hat sich bereits mit der Preisveränderung in 2000 geändert. Bei den angenommenen zukünftigen Energiepreisentwicklung wird Strom aus GuD-Kraftwerke bei sonst gleichen Ausgangsbedingungen mit wachsender Tendenz teurer als Strom aus Steinkohle. Beträgt der Unterschied in 2005 in der unteren (oberen) Preisvariante lediglich 0,35 (0,95) Pf/kWh (bei 7.000 h/a Vollaststunden), so wächst er auf 0,9 (1,6) Pf/kWh in 2020 und auf 2,1 (4,7) Pf/kWh in 2050. Bei einer geringeren Auslastung verschiebt sich aufgrund der unterschiedlichen Relationen von Kapital- und Brennstoffkosten die Situation zugunsten von Erdgas-GuD-Kraftwerken (**Abbildung 5.38**). Mit Energiepreisen des Jahres 2005 sind GuD-Kraftwerke unterhalb von Vollaststunden von ca. 6.000 h/a günstiger als Steinkohlekraftwerke gleicher Größe; mit den angenommenen Energiepreisen des Jahres 2030 verschiebt sich der Break-Even-Punkt zu 4.500 h/a, also in die reine Mittellast.

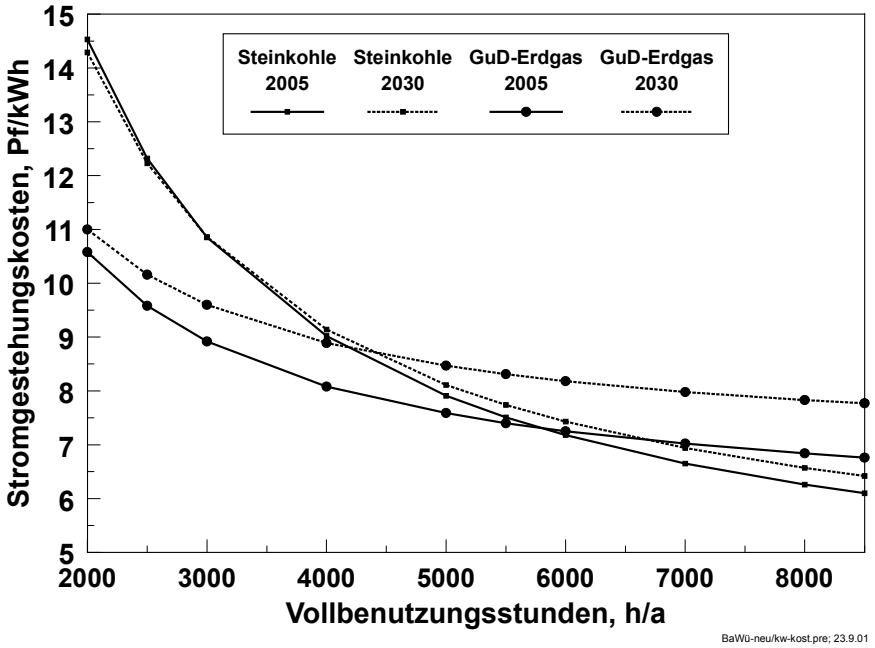


Abbildung 5.38: Stromerzeugungskosten von Steinkohle- und Erdgas-GuD-Kraftwerken (750 MW) in Abhängigkeit der Vollaststunden in der unteren Preisvariante für Brennstoffpreise in den Jahren 2005 und 2030

Aus rein betriebswirtschaftlicher Sicht ist also bei den angenommenen Preisrelationen der Bau von Steinkohlekraftwerken zu bevorzugen, wenn eine hohe Ausnutzung von 6.000 h/a und mehr gesichert ist, insbesondere dann, wenn zukünftig von deutlich steigenden Erdgaspreisen ausgegangen wird. Wird der Umbau der Energieversorgung in Richtung einer nachhaltigeren Energieversorgung jedoch ernst genommen, so sind neben dem Kriterium der reinen (Betriebs-) Wirtschaftlichkeit weitere Gesichtspunkte zu beachten, die insbesondere aus der Sicht des Klimaschutzes und der längerfristig angestrebten Strukturveränderungen in die energiepolitischen Entscheidungen einfließen müssen:

- Steinkohlestrom ist mit ca. 900 kg CO_2-Äquivalent/kWh_{el} deutlich klimaschädlicher als Strom aus Erdgas mit 450 kg CO_2-Äquiv./kWh_{el}. Dies schlägt sich u.a. in den externen Kosten der beiden Stromerzeugungsarten nieder, die Strom aus Erdgas als die aus ge-

samtwirtschaftlicher Sicht deutlich günstigere Erzeugungsart ausweisen **(vgl. Exkurs in Abschnitt 5.4.2 zu Externen Kosten)**. Steinkohlekraftwerke sind demnach mit einem Kostenmalus von etwa 4,5 Pf/kWh gegenüber Wind- und Wasserkraftanlagen zu versehen; Braunkohlekraftwerke sogar mit 7,2 Pf/kWh; bei Erdgaskraftwerke verringert sich dieser Wert auf 2,0 Pf/kWh (Tabelle 5.23). Eine Berücksichtigung externer Kosten in dieser Höhe hätte also nicht nur wesentliche Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von REG-Anlagen bzw. den Zeitpunkt ihrer vollen Konkurrenzfähigkeit bei tendenziell zukünftig steigenden Energiepreisen. Auch die wirtschaftliche Rangfolge von Kohle- und Gaskraftwerken wird durch die obigen Unterschiede in den externen Kosten von rund 2,5 Pf/kWh deutlich beeinflusst. Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ist demnach Strom aus Erdgas-GuD-Kraftwerken in der unteren Preisvariante im ganzen Betrachtungszeitraum kostengünstiger als Steinkohlestrom; in der oberen Preisvariante bis zum angenommenen Preisniveau des Jahres 2030.

- Wegen der unterschiedlichen CO_2-Intensitäten von Kohle und Erdgas wird jedes aus klimapolitischer Sicht eingeführte Instrument die Wettbewerbsfähigkeit zugunsten von Erdgas verbessern. Solche Instrumente können z.B. europaweite CO_2-Steuern oder europäisch oder weltweit gehandelte CO_2-Zertifikate sein. Bei längerfristig wirksamen Investitionsentscheidungen, wie den Bau von Großkraftwerken, sollten derartige Möglichkeiten in Betracht gezogen werden.

- Wird längerfristig von deutlichen Anteilen von KWK- und REG-Strom ausgegangen so verringert sich generell der in reiner Grundlast bereitzustellende Strom [TAB 2000; Langniß u.a. 1998]. Fossile Kondensationskraftwerke übernehmen dann in wachsendem Maße auch Aufgaben des Lastausgleichs; ihre Auslastung sinkt tendenziell. Bei sehrgroßen REG-Anteilen von 50 % und mehr gibt es kaum Bedarf für reine Grundlast. Kraftwerke mit relativ geringen Kapitalkosten, also GuD-Anlagen, gewinnen dann an Bedeutung.

Beim Zubau von Großkraftwerken im Rahmen der untersuchten Szenarien werden obige Gesichtspunkte aufgegriffen und es wird von einem ausgewogenen Mix von Steinkohlekraftwerken und Erdgas-GuD-Kraftwerken ausgegangen, der sowohl Gesichtspunkte des Klimaschutzes als auch der Risikostreuung zur Abfederung stärkerer Preisanstiege bei Erdgas berücksichtigt.

5.3.2 Exkurs: Externe Kosten der Stromerzeugung

Das Konzept der externen Kosten

Die Umwandlung von Energieträgern in Strom, Nutzwärme und Kraftstoffe gehört zu den Grundlagen wirtschaftlichen Handelns und des Wohlstands der industrialisierten Länder, belastet aber durch die Freisetzung von Schadstoffen auch gleichzeitig unsere Umwelt. Die Berücksichtigung von Umweltaspekten in Entscheidungsprozessen fällt um so leichter, je besser die Folgen der Umweltbelastung quantitativ dargestellt werden können. Es setzt sich außerdem die Erkenntnis durch, dass die durch Umweltbelastungen verursachten Schäden unter Umständen zu erheblichen volkswirtschaftlichen Kosten führen. Da diese Kosten nicht vom Verursacher getragen werden und sich nicht in den Preisen für Strom und Wärme widerspiegeln, werden sie als *externe Kosten* bezeichnet. Das Vorliegen externer Effekte führt – in der Sprache der Ökonomen – zu einer nicht-optimalen Allokation knapper Ressourcen, d.h. die Umwelt wird über das „optimale“ Maß hinaus in Anspruch genommen.

Im Sinne der neoklassischen Wohlfahrtstheorie ist die Lösung des Problems der externen Effekte einfach: externe Kosten müssen internalisiert werden, d. h. die durch die Umweltbelastung verursachten Kosten müssen dem Verursacher angelastet werden, damit die Markt-

preise alle relevanten Kosten widerspiegeln, die mit der Bereitstellung eines Gutes verbunden sind. Dies kann durch Umweltsteuern, Abgaben, handelbare Emissionsrechte oder ähnliche Instrumente erreicht werden. Die Umsetzung der Theorie in die Praxis ist leider nicht ganz so einfach, da sie die Quantifizierung von Umweltschäden und deren ökonomische Bewertung voraussetzt. Die Komplexität der ökologischen und ökonomischen Zusammenhänge lässt erahnen, mit welchen Schwierigkeiten dabei zu rechnen ist.

Quantifizierung und Bewertung von Umweltschäden.

Um einen kausalen Zusammenhang zwischen einer Umweltbelastung und einem resultierenden Schaden herzustellen und zusätzlich noch den Schaden in quantifizierbaren Größen erfassen zu können, wird versucht, die kausale Wirkungskette eines Schadstoffs von der Emission über Transport- und Umwandlungsprozesse bis hin zur Wirkung auf Menschen oder Ökosysteme zu beschreiben. In einem großangelegten Projekt der Europäischen Kommission (ExternE – External Costs of Energy; [European Commission 1995, 1999]) wurden entsprechende Methoden und Modelle zur Beschreibung des Verhaltens von Schadstoffen in der Umwelt und zur Wirkungsmodellierung entwickelt. Trotz zum Teil erheblicher Unsicherheiten ist es mit solchen Modellen beispielsweise möglich, die Auswirkungen von Luftschadstoffen auf Materialien (z.B. erhöhte Korrosion), oder aber die Wirkungen auf die menschliche Gesundheit, die von leichten Atemwegssymptomen bis hin zu einem erhöhtem Sterblichkeitsrisiko reichen, quantitativ abzuschätzen.

Monetäre Werte für Umweltschäden können in einigen wenigen Fällen als Marktpreise ermittelt werden (z.B. bei Ertragsverlusten in der Landwirtschaft). In den meisten Fällen ist diese Möglichkeit jedoch nicht gegeben, da Güter wie Gesundheit oder Artenvielfalt nicht auf einem Markt gehandelt werden. In diesen Fällen wird der monetäre Wert eines Umweltschadens daran gemessen, wie viel Betroffene zu zahlen bereit wären, um einen Schaden zu vermeiden bzw. welche Kompensation erforderlich ist, damit sie bereit sind, den zu erwartenden Schaden auf sich zu nehmen. Diese sogenannten Zahlungsbereitschaften werden in Befragungsstudien ermittelt oder aus dem Verhalten von Personen abgeleitet; sie enthalten dementsprechend subjektive Einschätzungen, die vom sozialen Status sowie dem wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Umfeld der Befragten abhängen.

Die Verfahren zur Bewertung von Umweltschäden können natürlich nur dort angewendet werden, wo ausreichende Informationen über das Ausmaß der zu erwartenden Schäden zur Verfügung stehen. Da es uns bis heute nicht möglich ist, die Schäden etwa durch den Treibhauseffekt oder Schäden an Ökosystemen durch Versauerung und Eutrophierung zu quantifizieren, muss zum Teil auf andere Bewertungsverfahren zurückgegriffen werden, um zumindest die Größenordnung möglicher externer Kosten abzuschätzen. Ausgehend von einem gesellschaftspolitisch festgelegtem Umweltqualitätsziel (z. B. CO_2-Minderungsziel) können die Kosten abgeschätzt werden, die zum Erreichen dieses Ziels aufgewendet werden müssen. Zwar sind in einem solchen Fall die durch die Umweltschäden verursachten Schadenskosten nicht bekannt, allerdings kann aus der Festlegung eines Umweltqualitätsziels gewissermaßen die Zahlungsbereitschaft der Gesellschaft zur Vermeidung eines erwarteten, in seiner Qualität jedoch weitgehend unbekannten Umweltschadens angesehen werden.

In den folgenden Abschnitten wird kurz auf die Schadenskategorien eingegangen, die im Wesentlichen zu den externe Kosten der Stromerzeugung beitragen:

- *Gesundheitsschäden durch Luftschadstoffe*
  Obwohl die Mechanismen, mit denen verschiedene Schadstoffe auf den menschlichen Organismus wirken, bisher nicht vollständig verstanden werden, werden statistische Zusammenhänge zwischen einer Schadstoffbelastung und verschiedenen Gesundheitseffekten, die in vielen Studien nachgewiesen wurden, weitgehend auch als kausal

akzeptiert. Besonders wichtig für die Berechnung externer Kosten der Stromerzeugung sind die Anfang der 90er-Jahre zunächst in den USA nachgewiesenen Effekte einer langjährigen Belastung mit Feinstaub (PM_{10}), die auch schon bei niedrigen Konzentrationen zu einer Erhöhung des Sterblichkeitsrisikos in der belasteten Bevölkerungsgruppe führen kann. Grundlage der monetären Bewertung von Gesundheitseffekten sind vor allem Studien, in denen die Zahlungsbereitschaft von Personen zur Vermeidung von möglichen Gesundheitsschäden ermittelt wurde.

- *Versauerung und Eutrophierung von Ökosystemen*
  Bei den komplexen Wirkungsmechanismen, die bei der Bodenversauerung oder der Eutrophierung in Ökosystemen ablaufen, können statistisch ermittelte Wirkungsbeziehungen oder andere einfache Modelle zur Schadensabschätzung nicht eingesetzt werden. Mit Hilfe von ökosystemaren Belastungsgrenzen kann aber zumindest die Wahrscheinlichkeit eines Schadens abgeschätzt werden. Sogenannte „Critical Loads" sind Eintragsraten, bei deren Unterschreitung nach heutigen Erkenntnissen keine Schädigungen auftreten. Aus den Zielen der Europäischen Kommission zum Schutz von Ökosystemen (bis zum Jahr 2010 Halbierung der Flächen, in denen Critical Loads überschritten werden) können die zum Erreichen dieses Ziels notwendigen Emissionsminderungen und die entsprechenden Kosten der Emissionsminderungsmaßnahmen abgeschätzt werden.

- *Treibhauseffekt*
  Die Verbrennung fossiler Energieträger führt zu einem Anstieg der Treibhausgaskonzentrationen in der Atmosphäre und damit zu einer Verstärkung des vom Menschen verursachten Treibhauseffekts. Verschiedenen Studien haben in den letzten Jahren versucht, die durch eine Klimaänderung verursachten Schäden und die daraus resultierenden Kosten abzuschätzen. Einige Autoren kommen zu dem Schluss, dass eine globale Temperaturerhöhung von 2,5 Kelvin zu Schadenkosten führt, die zwischen 1 % und 3 % des globalen Bruttosozialproduktes liegen. In der oben erwähnten Studie der Europäischen Kommission wurden marginale Schadenskosten durch den Treibhauseffekt in Höhe von 2,4 €/t CO_2 abgeschätzt.

  Unserer Meinung nach sind die Unsicherheiten bei der Abschätzung der Schadenkosten durch den Treibhauseffekt so groß, dass sie eine zuverlässige monetäre Bewertung der zum Teil unbekannten Folgen nicht zulassen. Um auch zumindest einen Anhaltspunkt für die möglichen externen Kosten abzuschätzen, können auch hier die zum Erreichen eines vorgegebenen Minderungsziels aufzuwendenden marginalen Vermeidungskosten herangezogen werden. Es ist allerdings zu betonen, dass die marginalen Minderungskosten stark von den energiepolitischen Rahmenbedingungen abhängen, so dass auch hier die Unsicherheiten beträchtlich sind. In [Forum, 1999] wurden für heutige Rahmenbedingungen in Deutschland marginale CO_2-Minderungskosten von ca. 19 €/t CO_2 ausgewiesen.

Externe Kosten stromerzeugender Anlagen

Umweltschäden durch die Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern werden vor allem durch die vom Kraftwerk emittierten Luftschadstoffe verursacht. Die externen Kosten werden wesentlich durch die Gesundheitsschäden bestimmt, die vor allem durch die erhöhte Konzentration von Feinstaub verursacht werden, der zum Teil vom Kraftwerk direkt emittiert, aber auch durch die Umwandlung von SO_2 und NO_x zu Sulfat- und Nitrataerosolen gebildet wird.

Die erhöhte Konzentration von säurebildenden und oxidierenden Luftverunreinigungen führt zu einer beschleunigten Korrosion von Materialoberflächen und somit zu einer Verkürzung von Instandsetzungsintervallen. Die resultierenden externen Kosten sind jedoch im Vergleich zu den Gesundheitseffekten relativ klein. Aufgrund der inzwischen in Westeuropa niedrigen

SO_2-Hintergrundbelastung verursachen die zusätzlichen Schwefeldioxid-Emissionen zum Teil sogar einen Düngeeffekt und führen somit zu einer Ertragssteigerung bei Agrarprodukten.

Durch die zusätzliche Schwefel- und Stickstoffdeposition kommt es zu einer Zunahme der Fläche, auf der Belastungsgrenzen für Ökosysteme überschritten werden. Durch den Betrieb des Braunkohlekraftwerks werden zum Beispiel in Europa „Critical Loads" für Versauerung auf zusätzlich 37 km^2 überschritten. Die Bewertung mit Hilfe der Vermeidungskosten zeigt, dass Versauerung und Eutrophierung neben den Gesundheitsschäden und dem Treibhauseffekt zu den wichtigsten Schadenskategorien gehört.

Tabelle 5.23: Quantifizierbare externe Kosten der Stromerzeugung in €-Cent/kWh (Krewitt, 2001)

	Steinkohle [c]	Braunkohle [d]	Erdgas [e]	PV-Dachanlage [f]	Wind [g]	Wasser [h]
Schadenskosten						
Gesundheitsschäden	0,73	0,99	0.34	0,45	0,072	0,052
Ernteverluste	-0,026	-0,030	-0.013	-0,0031	0,0007	0,0002
Materialschäden	0,017	0,019	0.0072	0,012	0,0017	0,0011
Lärm	n. q. [b]	n. q. [b]	n. q. [b]	n. q. [b]	0.006	n. q. [b]
Vermeidungskosten						
Versauerung/ Eutrophierung	0,20	0,78	0.040	0,036	0,04	0,027
Treibhauseffekt	1,6	2	0.73	0,33	0,036	0,025
„Zwischensumme" [a]	**2,5**	**3,8**	**1.1**	**0,82**	**0,16**	**0,11**
Differenz zu Mix von Wind/Wasser	**2,36**	**3,66**	**0,96**	**0,68**	**0,02**	**-0,03**

[a] Strenggenommen dürfte hier keine Summe gebildet werden, da für verschiedene Schadenskategorien verschiedene Bewertungsansätze verwendet werden
[b] nicht quantifiziert
[c] 508 MW Steinkohlekraftwerk mit atmosphärischer Staubfeuerung, Rauchgasentschwefelungsanlage, DENOX, Wirkungsgrad 43,0 %, Standort Südwestdeutschland;
[d] 936 MW Braunkohlekraftwerk mit atmosphärische Staubfeuerung, Rauchgasentschwefelungsanlage, DENOX, Wirkungsgrad 40,1 %, Standort rheinisches Braunkohlerevier;
[e] 778 MW Gaskraftwerk mit Gas- und Dampfturbine, Wirkungsgrad 57,6 %, Standort Südwestdeutschland;
[f] 5 kW Photovoltaik-Dachanlage, amorphes Silizium;
[g] Windkraftanlage: installierte Leistung 1 MW, mittlere Windgeschwindigkeit 5,5 m/s;
[h] 3,1 MW Laufwasserkraftanlage

Bei den Systemen zur Nutzung der erneuerbaren Energien aus Photovoltaik, Wind und Wasserkraft ist der Betrieb der Stromerzeugungsanlage praktisch emissionsfrei. Umweltschäden entstehen im Wesentlichen nur noch durch die Emissionen aus vorgelagerten Prozessstufen wie der Materialherstellung oder der Fertigung der Anlagenkomponenten. In der Summe ergeben sich für die Stromerzeugung aus Wind- und Wasserkraft daher sehr niedrige externe Kosten. Bei der Photovoltaik verursacht vor allem der derzeit noch aufwendige Herstellungsprozess, der einen hohen Einsatz an fossilen Energieträgern bedingt, relativ hohe externe Kosten. Art und Ausmaß der Emissionen und damit der Schäden durch die Anlagenerstellung werden wesentlich durch die in den vorgelagerten Prozessstufen eingesetzten fossilen Energieträger bestimmt. Anders als bei fossilen Energieanlagen können bei REG die CO_2-Emissionen daher in dem Maße sinken, wie CO_2- arme bzw. freie Energieträ-

ger in der zukünftigen Energieversorgung zum Einsatz kommen. Dies ist insbesondere für die Photovoltaik von Bedeutung, da diese erst in einige Jahrzehnten mit fertigungstechnisch weiter verbesserten Anlagen in energiewirtschaftlich relevantem Ausmaß eingesetzt werden wird [Pehnt 2001]. Ihre derzeitig noch relativ hohen externen Kosten sind daher energiewirtschaftlich nur von untergeordneter Bedeutung.

Die quantifizierbaren externen Kosten der Stromerzeugung sind in **Tabelle 5.23** für verschiedene Referenztechnologien (Status 2000) zusammengefasst. Die Zahlenwerte sind dabei als aus heutiger Sicht „beste Schätzung“ zu verstehen und sollte nicht ohne die oben erwähnten Unsicherheiten und methodischen Eingrenzungen interpretiert werden.

5.3.3 Rahmenbedingungen für die Errichtung neuer und für die Leistungssteigerung bestehender fossiler Kraftwerke in Baden-Württemberg.

Die für eine gesicherte Versorgung erforderliche Kraftwerksleistung in BW geht im Szenario TREND mit rund 13 GW (Höchstlast 12,3 GW + 0,6 GW Reserve für Störungen, Wettereinflüsse und überraschende Nachfragesteigerungen) im Jahr 2050 nur wenig über die heute zur Netzeinspeisung verfügbare Nettoleistung von 12,3 GW hinaus und ist mit der derzeit insgesamt installierten Nettoleistung von 13,3 GW vergleichbar. Im Szenario NACHALTIGKEIT ist die erforderliche Kraftwerksleistung mit 10,4 GW in 2050 deutlich niedriger (vgl. Abschnitt 4.1). Geht man im oberen Grenzfall davon aus, das im Szenario TREND ausschließlich fossile Großkraftwerke für die zukünftige Strombedarfsdeckung infrage kämen, also KWK, REG und Stromimport auf dem heutigen Zustand eingefroren würden, so wären bis 2010 insgesamt 2,5 GW, bis 2020 insgesamt 6,6 GW und bis 2030 insgesamt 10,6 GW Kraftwerksleistung (brutto) neu zu errichten, um den Abgang der nuklearen und fossilen Altkraftwerke zu ersetzen und gleichzeitig den wachsenden Strombedarf zu befriedigen. Bis 2050 stiege die Leistung nur noch gering auf insgesamt 11,5 GW.

Da aber bereits im Szenario TREND Beiträge von REG- und dezentralen KWK-Anlagen zuwachsen, wird die in größeren Kondensationskraftwerken bereitzustellenden Leistung zukünftig geringer sein. Hinzu kommt der nicht mehr erforderliche Ersatz der großen heute vorhandenen Überkapazitäten. Die insgesamt neu zu installierende Leistung in Großkraftwerken wird also bereits im Szenario TREND in jedem Fall unter den in BW installierten Leistungen der heutigen größeren Wärmekraftwerke von rund 11,8 GW (brutto) liegen. Gleichzeitig kann davon ausgegangen werden, dass die jetzigen Standorte größerer fossiler Kraftwerke im Wesentlichen für den Neubau zukünftiger fossiler Kraftwerke nach Stilllegung der bestehenden Anlagen geeignet sind (vgl. dazu die detaillierten Ausführungen in [IER 2001]). Da neue Kraftwerke höhere Wirkungsgrade haben, sind u.a. die Kühllasten bei gleicher elektrischer Leistung geringer bzw. könnten im Fall von Flusswasserkühlung höhere Ersatzleistungen installiert werden. An einigen Standorten (Mannheim, Karlsruhe) könnten sogar zusätzliche Kraftwerksblöcke errichtet werden. An den Kernkraftwerksstandorten Philippsburg und Obrigheim, eingeschränkt auch Neckarwestheim, können ebenfalls auf noch verfügbaren Freiflächen, die ursprünglich für noch erwartete Kernkraftwerke reserviert wurden, zusätzliche Kraftwerksbauten errichtet werden [IER 2001]. Die von Kernkraftwerken belegten Flächen sind dagegen erst nach einer Karenzzeit von 15 bis 30 Jahren für Kraftwerksneubauten verfügbar, also im Fall von Obrigheim zwischen 2018 und 2033. Als Fazit kann festgehalten werden, dass für die Umgestaltung der Energieversorgung in BW entsprechend der hier vorgelegten Szenarien **keine neuen Standorte für Großkraftwerke benötigt werden.**

Neben dem vollständigen Neubau fossiler Großkraftwerke kommt auch die Ertüchtigung bzw. Leistungssteigerung bestehender Kraftwerke infrage. Von besonderem Interesse ist dabei die Nachrüstung von Dampfkraftwerken mittels Gasturbinen, vorwiegend durch das Vorschalten der Gasturbine vor die Dampfturbine unter direkter Nutzung der Turbinenabgase für die Verbrennung des Brennstoffs im Dampferzeuger („Topping“). Gesamtwirkungsgrad

und Leistung steigen dadurch deutlich an. Eine zweite Variante ist die Leistungssteigerung durch Parallelschaltung der Gasturbine. Das Turbinenabgas wird in einem Abhitzedampferzeuger genutzt, um Dampf für die vorhandene Dampfturbine herzustellen.(„Parallel Repowering“). Diese Variante bietet bei beengten Platzverhältnissen eine größere Flexibilität für die Aufstellung der Gasturbine. In [IER 2001] wurden vier Kraftwerksblöcke als ertüchtigungsfähig ausgewiesen (Altbach HKW1; Karlsruhe RDK, Bl.7; Heilbronn, Block 7 und Mannheim GKM Block 8) und als Obergrenze der zusätzlich gewinnbaren Leistung ein Wert von **1.750 MW_{el}** genannt, was einer Verdopplung der jetzigen, im KWK-Betrieb erzeugbaren Leistung dieser vier Blöcke ergibt. Da die genannten Kraftwerke alle in Kraft-Wärme-Kopplung gefahren werden können, ergeben sich durch ein Leistungssteigerung auch Rückwirkungen auf die Wärmebereitstellung. Auch kleinere (Heiz-)Dampfkraftwerke und KWK-Industriekraftwerke können (und wurden bereitst vielfach) mit Gasturbinen ausgerüstet, was zu einer deutlichen Erhöhung der Stromkennzahl führt. Das damit verfügbare Potenzial zur Erhöhung der elektrischen KWK-Leistung wurde bereits in Abschnitt 5.2 dargelegt.

5.4 Stromaustausch und Möglichkeiten des Stromimports nach Deutschland und Baden-Württemberg

Stromaustausch über Landesgrenzen sowohl zwischen Bundesländern als auch über die Landesgrenzen hinweg ist seit langem üblich. Der hohe Vernetzungsgrad im deutschen Hoch- und Höchstspannungsnetz erlaubt es, Stromerzeuger und Stromverbrauch räumlich voneinander zu trennen und damit unterschiedliche Standortbedingungen kostengünstig auszunutzen. Für Deutschland sind derzeit drei größere Austauschgebiete relevant (**Abbildung 5.39**).

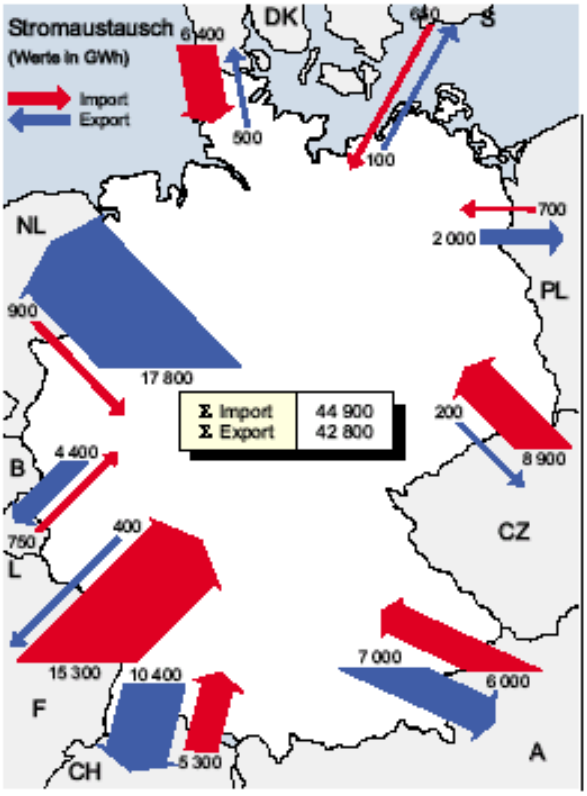


Abbildung 5.39: Stromaustausch Deutschlands mit den Nachbarländern im Jahr 2000, Quelle: Deutsche Verbundgemeinschaft (DVG)

Zum einen ist dies der Stromaustausch mit den Alpenländern, aus denen jahreszeitlich bedingte Überschüsse (und auch Spitzenstrom) aus Wasserkraft importiert und dafür Kohlestrom exportiert wird. Die Bilanz ergibt bei großen Austauschmengen um 15-17 TWh/a ein langjähriges Exportsaldo um 2-6 TWh/a. Zum zweiten werden größere Strommengen aus den Kernkraftwerken Frankreichs importiert mit einem Importsaldo um 15 TWh/a. Der dritte große Austauschbereich stellt der Stromexport aus den Kohlekraftwerken Nordrhein-Westfalen nach den Niederlanden und Luxemburg dar mit einem Exportsaldo um 22 TWh/a. Nennenswert sind auch die Importe aus Tschechien in Höhe von 5-8 TWh/a und aus Skandinavien mit weiteren 5-6 TWh/a. Bei insgesamt ausgetauschten Strommengen von derzeit 40-45 TWh/a (jeweils Export bzw. Import) sind die Import- bzw. Exportsalden mit Werten bis zwischen –5 und + 5 TWh/a (2000: 2,1 TWh/a) sehr gering. Die ausgetauschten Strommengen sind seit 1990 von etwa 6,5 % (jeweils Import bzw. Export) auf ca. 9 % in 2000 angestiegen, die Salden jedoch innerhalb der genannten Schwankungsbreite unverändert geblieben. Die relativ hohen ausgetauschten Strommengen sind neben der fortschreitenden Liberalisierung auch auf den guten Ausbauzustand des deutschen Netzes, die relativ geringen Entfernungen und die (noch) hohe Redundanz zurückzuführen. Netzrestriktionen spielen innerhalb Deutschlands keine Rolle. Damit sind auch für Importe als auch für Exporte günstige Voraussetzungen gegeben [Bradke u.a. 2001].

BW ist intensiver in den Stromhandel eingebunden als das Bundesgebiet insgesamt. 35 % des Bruttostromverbrauchs (jeweils Export bzw. Import) werden – mit leicht steigender Tendenz – allein mit den übrigen Bundesländern ausgetauscht (vgl. Abschnitt 4.1), rund 17 % mit dem Ausland mit gleichbleibender Tendenz, wobei die Salden relativ klein sind (10-jähriges Mittel lediglich 0,4 TWh/a Importsaldo). Meist gleichen sich auch die beiden Salden teilweise aus, so dass das Gesamtsaldo mit durchschnittlich 3,7 % (maximal 7 % in 1990) des Bruttostromverbrauchs sehr gering ist. (**Tabelle 5.24**). Aus den Zahlenangaben ist möglicherweise ableitbar, dass zwar der Stromhandel mit den übrigen Bundesländer seit der Liberalisierung tendenziell gestiegen ist. (Noch) nicht erkennbar ist, dass der Stromimport aus dem Ausland zugenommen hat. Ob dies in Zukunft stattfindet hängt von einer Reihe von Einflussfaktoren ab, die aktuell in [Bradke u.a. 2001; vgl. auch IER 1999] abgehandelt wurden und hier als Basis für die weitere Betrachtung dienen.

Tabelle 5.24: Stromaustausch Baden-Württembergs mit den übrigen Bundesländern und dem Ausland . Quelle: [Energieberichte BW]

	1989	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**M 2)**
Bundesländer:												
Import (TWh/a)	17,5	18,9	11,5	26,6	19,6	19,5	20,1	21,8	22,2	24,9	25,2	**20,7**
Export (TWh/a)	16,6	14,8	10,7	23,8	20,5	22,5	23,5	23,2	22,1	22,7	23,6	**20,3**
Saldo (TWh/a)	0,9	4,1	0,8	2,8	-0,9	-3,0	-3,4	-1,4	0,1	2,2	1,6	**0,4**
Ausland:												
Import (TWh/a)	11,2	10,5	20,9	9,7	14,0	13,6	13,9	12,7	12,4	11,2	12,3	**12,9**
Export (TWh/a)	9,9	10,0	18,7	10,0	9,2	7,9	8,8	11,1	10,5	12,4	11,4	**10,9**
Saldo (TWh/a)	1,3	0,5	2,2	-0,3	4,8	5,7	5,1	1,6	1,9	-1,2	0,9	**2,0**
Saldo , gesamt	**2,2**	**4,6**	**3,0**	**2,5**	**3,9**	**2,7**	**1,7**	**0,2**	**2,0**	**1,0**	**2,5**	**2,4**
Saldo (% 1))	**3,6**	**7,0**	**4,6**	**3,8**	**6,0**	**4,1**	**2,6**	**0,3**	**2,9**	**1,4**	**3,5**	**3,7**

1) Anteil am Bruttostromverbrauch 2) M = Mittelwert 1989-1999.

Im Wesentlichen ist der mögliche Umfang von Stromimporten abhängig von den vorhandenen Stromübertragungskapazitäten, den Differenzkosten der Stromerzeugung im Vergleich zu den anfallenden Transportkosten und den in potenziellen Exportländern bestehenden Überkapazitäten.

Der Stromaustausch innerhalb des aus den nationalen Einzelnetzen zusammengeschlossenen westeuropäischen UCTE-Verbundnetzes ist ohne zwischengeschaltete technische Einrichtungen möglich und wird nur von der Leitungskapazität der untereinander verbundenen Netze begrenzt. Für Deutschland ist aufgrund seiner Lage ein problemloser Austausch mit allen direkt angrenzenden Ländern möglich. Über Hochspannungsgleichstromübertragungs-Kupplungen HGÜ-Kupplungen) ist auch ein Stromaustausch mit nicht synchron betriebenen Netzen möglich. Dies war z.B. solange erforderlich, wie das osteuropäische Verbundnetz CENTREL noch nicht parallel zum UCTE-Netz gefahren wurde. HGÜ-Verbindungen bestehen auch zum nordeuropäischen NORDEL-Netz. Die z.Zt. vorhandene Stromtransferkapazitäten für Deutschland sind in **Tabelle 5.25** in gerundeten mittleren Werten abgegeben [Bradke u.a. 2001]. Die Netztransferkapazitäten dürfen aus Gründen der Stabilitätshaltung nicht aufsummiert werden, sondern gelten nur für einzelne Verbindungen bei insgesamt ausgewogener Netzbelastung. Auf absehbare Zeit ist unter den Bedingungen des liberalisierten Marktes ein weiterer Ausbau von Netzkapazitäten nicht in Sicht. Auch die Stellung der Netzbetreiber als Inhaber natürlicher Monopole trägt dazu bei, dass kaum in neue Hoch- und Höchstspannungsnetze investiert wird; da die üblicherweise langen Abschreibungszeiten von über 30 Jahren aus heutiger Sicht ein hohes Investitionsrisiko darstellen. Hinzu kommt die generell geringe Akzeptanz in der Bevölkerung für den Neubau von Freileitungen.

Tabelle 5.25: Derzeitige Stromtransferkapazitäten für Deutschland. Quelle: [Bradke u.a. 2001]

	Transferkapazität in MW	
Land/Region	**Nach Deutschland**	**aus Deutschland**
CENTREL	3 000	1 200
Dänemark	1 750	1 350
Frankreich	2 800	550
Niederlande und Belgien	2 000	3 400
Österreich	1 400	1 700
Schweden	450	400
Schweiz	1 500	1 200

Längerfristig sind durch den Aufbau neuer transkontinentaler Leitungen aus technischer Sicht durchaus größere Strommengen über größere Entfernungen transportierbar. Studien für den Neubau einer „Trans Europa“-Stromleitung von Russland nach Deutschland errechnen 1,9-2,7 Pf/kWh Transportkosten bei 8 000 Benutzungsstunden [Bradke u.a. 2001]. Für einen Stromtransport mittels HGÜ-Kurzkupplungen aus Russland oder der Ukraine werden Transportkosten zwischen 3 und 5 Pf/kWh angegeben [IER 2001]. Für neue HGÜ- Freileitungen mit Leistungen um 2 GW wurden Transportkosten von rund 1 Pf/kWh je 1.000 km Leitungslänge abgeschätzt [TAB 2000; Häussler 1999], wobei Entfernungen bis 2.000 km bereits verwirklicht wurden. Derartige Großprojekte würden allerdings nur in Angriff genommen, wenn eine langverfügbare Kapazität in Form von neuen Kraftwerken dahinter steht (derzeit meist große Wasserkraftwerke), da sonst die Gefahr von „stranded investments“ besteht. Dann dürften aber die Kostenunterschied zu (fossilen) Neukraftwerken in BW zu

gering sein, um die Transportkosten kompensieren zu können. Der Transport größerer Mengen fossilen Strom über längere Entfernungen stellt daher keine relevante Option dar.

Diese technischen Perspektiven auf der Transporteben können allerdings längerfristig für eine großräumige Nutzung von REG-Strom Bedeutung erlangen, wenn es darum geht, große Potenziale (z.B. Off-shore Wind oder Strom aus solarthermischen Kraftwerken) zu Regionen mit Verbrauchsschwerpunkte zu transportieren, da hier Kostenunterschiede zur lokalen REG-Stromerzeugung durchaus beträchtlich sein können (vgl. Abschnitt 5.3.8). Wegen der großen Vorleistungen von mehreren Mrd. DM, den langen Planungs- und Genehmigungszeiten und dem damit verbundenen Investitionsrisiko dürften derartige Projekte allerdings rein privatwirtschaftlich nicht zu finanzieren sein. Wenn dagegen langfristig eine europaweite Strategie des verstärkten Ausbaus von REG verfolgt wird, könnten derartige Transportsysteme zu Infrastrukturmaßnahmen der EU erklärt und z.B. mittels Krediten oder Bürgschaften der öffentlichen Hand finanziert werden.

Derzeit bestehe in Europa noch größere Überkapazitäten in Höhe von etwa 40 GW, die erst bis 2010 weitgehend abgebaut sein dürften. In Zuge dieses Abbaus werden die Marktpreise für Strom wieder so weit steigen, bis sie wieder in der Nähe der Vollkosten für neue Kraftwerke gelangen. Die überschüssige Kapazität kann zu kurzfristigen Grenzkosten (= variablen Kosten) für den internationalen Stromhandel angeboten werden. Stromimport findet statt, wenn die Gestehungskosten im Exportland zusätzlich der Transportkosten geringer sind als die Kosten im eigenen Land; entsprechend gilt in umgekehrtem Sinne für den Export. Von Bedeutung sind für Deutschland – und wegen der räumlichen Nähe speziell für BW – insbesondere Überschüsse aus französischen Kernkraftwerken, die auf absehbare Zeit zu Grenzkosten um 2 Pf/kWh verfügbar sind. Weitere Möglichkeiten einer Importsteigerung aufgrund der Kostendifferenz bestehen, allerdings in geringerem Umfang, mit Schweden, Norwegen und Polen.

Die Szenarioanalysen in [Bradke u.a.2001] zeigen, dass im Referenzfall ein Anstieg des Imports nach Deutschland von heute rund 45 TWh/a (vgl. Abbildung 5.39) auf rund 57 TWh/a in 2005 und danach wieder ein Rückgang auf 47 TWh/a, also nahezu das heutige Niveau stattfinden dürfte. Maximalwerte können bei 65 TWh/a in 2005 und bei 57 TWh/a in 2010 liegen. Im Falle verstärkter Einspar- und Klimaschutzmaßnahmen reduziert sich andererseits der Wert in 2010 auf 39 TWh/a. An der Differenz im Referenzfall sind Frankreich mit 6 TWh/a, Schweden und Norwegen mit 4 TWh/a und Polen mit 2 TWh/a beteiligt. Das Importsaldo kann sich dennoch deutlich verändern, da insbesondere die Exporte nach den Niederlanden und der Schweiz aufgrund geringer werdender Kostenunterschiede deutlich zurückgehen können. In der Gesamtbilanz kann das **Stromimportsaldo für Deutschland in 2005 zwischen 6 % und 8 % (31-38 TWh/a) und im Jahr 2010 zwischen 2 % und 6 % (10-32 Wh/a)** liegen. Eine darüber hinausgehende Erhöhung der Stromimporte würde den Bau neuer Kernkraftwerke im Ausland und neuer Übertragungsleitungen erforderlich machen. Insgesamt wird sich die Stromaußenhandelsbilanz mittelfristig aufgrund der Marktkräfte und der vorhandenen Netz-Restriktionen nur moderat in Richtung eines Importüberschusses verschieben.

Bis 2020 gehen die Stromimporte tendenziell wieder zurück, da nur noch Frankreich über bedeutende Altkapazitäten verfügen und somit in der Lage sein wird zu Grenzkosten anzubieten. Osteuropa wird in 20 Jahren kaum noch Altanlagen im Einsatz haben. Gleichzeitig werden sich die Rahmenbedingungen in den europäischen Ländern und ihren Nachbarn soweit angleichen, das neue Kraftwerke überall zu ähnlichen Kosten produzieren werden und damit der Anreiz für Stromaußenhandel mit Grund- und Mittellast sinkt.

Auch für BW gilt, dass ein deutlich gesteigerter Stromimport nur sinnvoll ist, **solange ausländische Altkapazitäten zu Grenzkosten** anbieten können. Eine Ausweitung des innerdeutschen Imports, z.B. bei den o.g. zurückgehenden Exporten von NRW-Kohlestrom in die

Niederlande erscheint nicht zweckmäßig: Dies würde eine teilweise Rückkehr zu den Zuständen der 70er-Jahre bedeuten und spätestens beim Ersatz dieser Kohlekraftwerke zu höheren Stromkosten in BW führen. Eine dauerhafte Ausweitung des Imports nach BW auf der Basis fossil erzeugten Stroms kann aus o.g. Gründen ausgeschlossen werden. Der Bau neuer Kernkraftwerke zu Exportzwecken im Ausland wird nicht betrachtet, dagegen wird – insbesondere im Szenario NACHHALTIGKEIT angenommen, das eine europaweite Strategie einer verstärkten REG-Nutzung ab etwa 2020 auch zu REG-Stromimporten nach BW führen kann (Szenario TREND erst ab 2040 in relativ geringem Ausmaß). BW nimmt aber am kurz- bis mittelfristig erhöhten Stromimport nach Deutschland im Umfang von insgesamt 12 TWh/a (in 2010) entsprechend obiger Annahmen aus [Bradke u.a. 2001] teil. Stromimport dürfte insbesondere mit dazu beitragen, die bis ca. 2008 (Betriebsende GKN 1) entstehende, noch relativ geringe Versorgungslücke zu schließen (vgl. Abschnitt 4.1). Für die Szenarienbetrachtung wird angenommen, dass sich der langjährige konventionelle[26] Importsaldo (**vgl. Tabelle 5.24**) aus dem Ausland im Szenario TREND maximal **von 2 TWh/a auf 4 TWh/a** verdoppelt, also knapp 20 % des erhöhten Stromimports Deutschlands nach [Bradke u.a. 2001] in BW verbleibt. In [IER 2001] wird im Referenzfall von einem Anstieg des Stromimportsaldos auf maximal rund 5 TWh/a ausgegangen. Verstärkte Anstrengungen zur Stromeinsparung und zum Ausbau von KWK und REG lassen im Szenario NACHHALTIGKEIT entsprechend der Ergebnisse aus [Bradke u.a. 2001] weniger Spielräume für steigende Stromimporte, der Maximalwert des Stromimports wird daher mit **3 TWh/a** angenommen.

[26] Nettostromimport fossilen und nuklearen Stroms, sowie von Wasserkraft zur Spitzenlastdeckung (Schweiz, Österreich) in bisherigem Umfang; REG - Stromimport mittels neuer transeuropäischer Stromtrassen ab 2020 (bzw. 2040) wird in den Szenarien getrennt betrachtet.

6 Die zukünftige Stromversorgung Baden-Württembergs

6.1 Szenarien der Stromversorgung bis 2050

6.1.1 Synthese der Teilszenarien „Nachfrage“, „Kraft-Wärme-Kopplung“ und „Regenerative Energien“

In den Abschnitten 3.5, 5.1 und 5.2 wurden bereits die Teilszenarien für die Entwicklung der Stromnachfrage, sowie für den Ausbau der KWK und der REG bis zum Jahr 2050 vorgestellt. Unter Berücksichtigung der Altersstruktur der bestehenden Kraftwerke und der Annahmen zum konventionellen Stromimport entstehen daraus Gesamtszenarien der zukünftigen Stromversorgung in BW indem die verbleibenden Deckungslücken mit Kondensationskraftwerke auf fossiler Basis geschlossen werden. Dazu werden die in Abschnitt 5.3 dargestellten Referenzkraftwerke benutzt. Eine Übersicht der sich einstellenden Strukturveränderungen für die drei Szenarien TREND, EFFIZIENZ und NACHHALTIGKEIT in 10-Jahres-Schritten zeigt **Abbildung 6.1**.

Szenario **TREND** (Abbildung 6.1, oben) ist durch einen nur geringfügig abnehmenden Beitrag von Kondensationskraftwerken zur Stromversorgung von derzeit 59 TWh/a auf 56,5 TWh/a im Jahr 2050 gekennzeichnet. Zwar wachsen auch die Beiträge von KWK und REG, sie können aber gerade etwa den Zuwachs des Bruttostromverbrauchs von 71,6 (1999) auf 84,4 TWh/a (2050; **vgl. Tabelle 6.1**) kompensieren. Der Beitrag der Steinkohle erreicht ein Maximum in 2030 mit 38 TWh/a, um dann bis 2050 wieder auf 35 TWh/a abzunehmen; sie nimmt damit in etwa die heutige Rolle der Kernenergie ein. Ergas erhält mit 22 TWh/a Strom in 2050 die Bedeutung, die derzeit Steinkohle in der Stromerzeugung einnimmt. Insgesamt sind bis 2030 Kondensationskraftwerke mit einer Leistung von 5,25 GW (Kohle) und 3,80 GW (Gas) neu zu errichten (Tabelle 6.1). Nach 2045 kommt bereits wieder der Ersatz der bis 2005 erstellten Leistung hinzu. Die in 2050 insgesamt installierte Bruttoengpassleistung beträgt 17 GW (davon REG–Leistung 3,1 GW), ist also um 10 % höher als heute[27]. Das Szenario TREND ähnelt in seiner Grundstruktur (Dominanz von Großkraftwerken auf Kondensationsbasis mit 71 % Anteil im Jahr 2050; KWK –Strom 16 %; REG –Strom 13 %) weitgehend dem heutigen Zustand (Anteil Kondensationsstrom 85 %).

Im Szenario **EFFIZIENZ** (Abbildung 6.1, Mitte) bleibt der Bruttostromverbrauch über den gesamten Zeitraum etwa konstant (Tabelle 6.1). Da gleichzeitig von einer stärkeren Ausschöpfung der KWK- und REG-Potenziale ausgegangen wird, sinkt der erforderliche Beitrag an Kondensationskraftwerken entsprechend auf 33 TWh/a Strom in 2050; ist also geringer als der Beitrag der Kernenergie heute. Der Anteil der Steinkohle wächst bis 2030 auf 26,5 TWh/a und erreicht bis 2050 mit 20 TWh/a nahezu wieder das heutige Niveau. Strom aus Erdgas steigt auf 15 TWh/a (2030) bzw. 12 TWh/a (2050). Bis 2030 sind Kondensationskraftwerke mit einer Leistung von 3,75 GW (Kohle) und 2,85 GW (Gas) neu zu errichten. Die in 2050 installierte Bruttoengpassleistung liegt mit 17,8 GW etwas höher als im Szenario TREND wegen der höheren mit REG bereitgestellten Leistung von 7,5 GW mit einer Ausnutzungsdauer um 3.000 h/a. In diesem Szenario wird bis 2050 in etwa ein Gleichgewicht von Kondensationsstromerzeugung und Stromerzeugung mittels KWK und REG erreicht, (Kond.-Strom 48 %; KWK-Strom 23 % und REG-Strom 19 %).

[27] Einschließlich der als konstant angenommenen Pumpspeicherleistung in Höhe von 1,98 GW

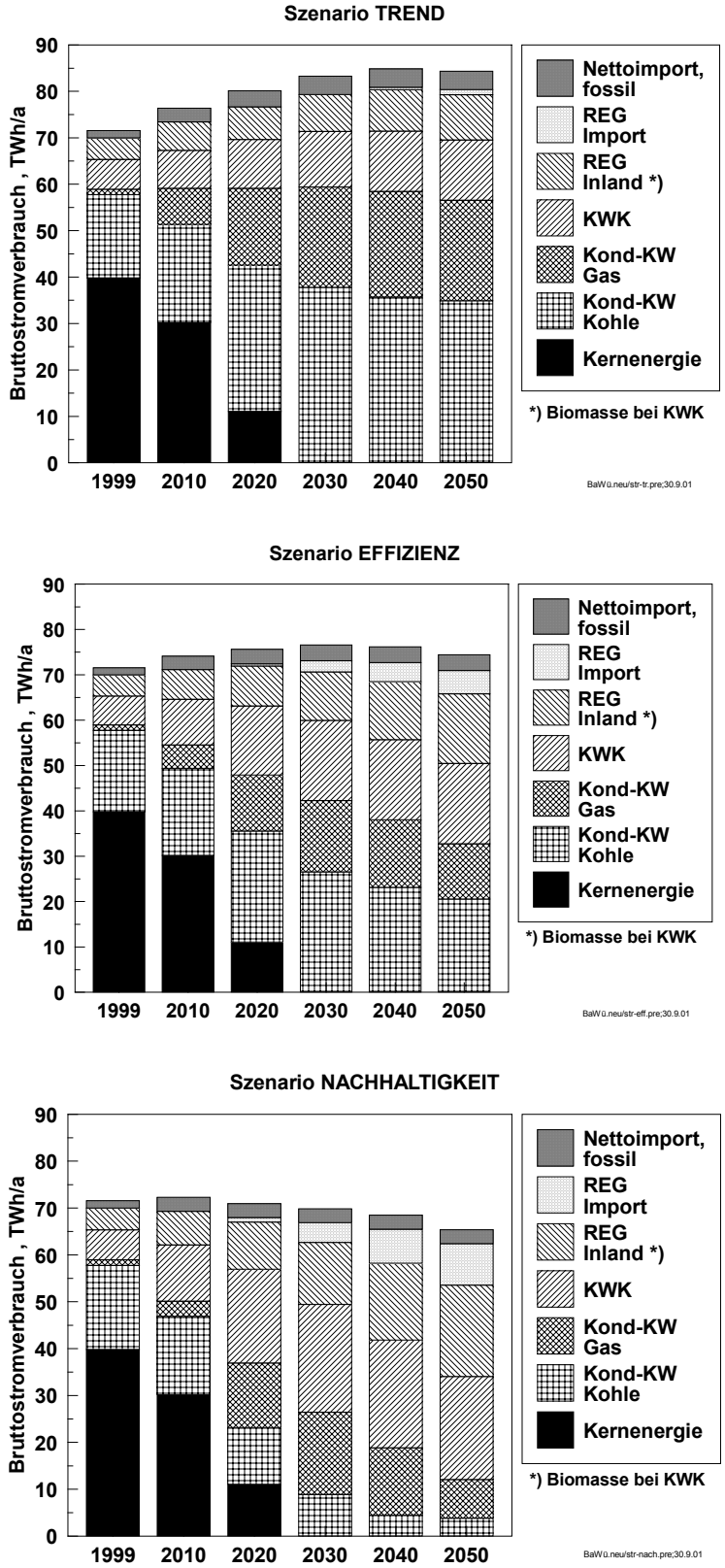


Abbildung 6.1: Strukturveränderungen der Stromversorgung in den Szenarien TREND, EFFIZIENZ und NACHHALTIGKEIT bis 2050 im maßstäblichen Vergleich

Die deutlich stärkere Ausschöpfung von Potenzialen der Stromeinsparung, der KWK und von REG führt im Szenario **NACHHALTIGKEIT** (Abbildung 6.1, unten) zu einem sehr weitgehenden Strukturwandel der Stromversorgung bis 2050. Der Bruttostromverbrauch sinkt gegenüber heute um 9 % auf 65,4 TWh/a in 2050. Der Beitrag an Kondensationskraftwerken geht wesentlich stärker auf nur noch 12 TWh/a im Jahr 2050 zurück. Sie erbringen dann nur noch einen geringen Anteil an Grundlaststrom (Kohle mit 7,8 TWh/a) und dienen im übrigen dazu, die Schwankungen des deutlich wachsenden REG-Angebots auszugleichen (Erdgas mit 4,2 TWh/a.). Die mittlere Ausnutzungsdauer aller Kondensationskraftwerke, die bis 2040 rund 5.400 h/a beträgt, sinkt deshalb danach deutlich auf 3.700 h/a im Jahr 2050. Bis 2030 sind Kondensationskraftwerke mit einer Leistung von nur noch 1,50 GW (Kohle) und 1,90 GW (Gas) neu zu errichten. Die gesamte Bruttoengpassleistung steigt – wegen des jetzt dominierenden Anteils von REG mit 10 GW (mittlere Ausnutzungsdauer 2.860 h/a) – auf insgesamt 19 GW. Die Struktur der Stromversorgung verschiebt sich innerhalb des Betrachtungszeitraum deutlich zur dezentralen Erzeugung. Detailliert ist dies sichtbar aus **Abbildung 6.2**, wo die Beiträge der einzelnen Kraftwerksarten zur Strombereitstellung im Szenario NACHHALTIGKEIT in Jahresschritten dargestellt sind. Aus großen fossilen Kondensationskraftwerken kommen im Jahr 2050 noch 22 % des Stroms, aus KWK (einschließlich Biomasse) 35 % (davon wiederum 75 % aus dezentralen Anlagen) und aus REG-Anlagen 43 %.

In einer Variante des Szenarios NACHHALTIGKEIT wurde der Neubau von Kohlekraftwerken – bei sonst gleichen Bedingungen – weiter reduziert. Danach ist der Neubau von nur noch einem Kohleblock zwischen 2025 und 2030 erforderlich. Die erforderliche Neubauleistung bei Gas-GuD-Kraftwerken liegt mit dann 2,65 GW noch immer niedriger als im Szenario EFFIZIENZ (Tabelle 6.1).

Tabelle 6.1: Erforderliche Bruttostromerzeugung (TWh/a) und neu zu bauende Kohle- und Erdgas-Kondensationskraftwerke in den Szenarien (kumulierte Werte bis zu den jeweiligen Jahren in GW)

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
TREND								
Bruttostromerzeugung *)	72,3	73,4	75,3	76,8	78,2	79,3	80,9	80,4
Kond. Leistung, neu	0,75	1,50	3,20	4,90	6,60	9,05	9,05	9,75
Kohlekraftwerke	-	0,75	1,50	2,25	3,75	5,25	5,25	5,25
Gas-GuD-Kraftwerke	0,75	0,75	1,70	2,65	2,85	3,80	3,80	4,50
EFFIZIENZ								
Bruttostromerzeugung*)	70,9	71,2	71,8	72,2	72,8	73,1	72,8	71,0
Kond. Leistung, neu	0	0,75	2,25	3,75	4,70	6,60	6,60	6,60
Kohlekraftwerke	-	-	0,75	1,50	2,25	3,75	3,75	3,75
Gas-GuD-Kraftwerke	-	0,75	1,50	2,25	2,45	2,85	2,85	2,85
NACHHALTIGKEIT								
Bruttostromerzeugung *)	69,9	69,3	68,5	68,0	67,4	66,9	65,3	62,3
Kond. Leistung, neu	0	0,75	1,50	2,25	2,45	3,40	3,20	3,20
Kohlekraftwerke	-	-	0,75	0,75	0,75	1,50	1,50	1,50
Gas-GuD-Kraftwerke	-	0,75	0,75	1,50	1,70	1,90	1,70	1,70
NACHHALTIGKEIT (VAR)								
Kond. Leistung, neu	0	0,75	1,50	2,25	2,45	3,40	3,20	3,20
Kohlekraftwerke	-	-	-	-	-	0,75	0,75	0,75
Gas-GuD-Kraftwerke	-	0,75	1,50	2,25	2,45	2,65	2,45	2,45

*) Erzeugung im Land, ggf. mit Import von REG unter Berücksichtigung des in Abschnitt 5.5 abgeleiteten „konventionellen“ Nettostromimports.

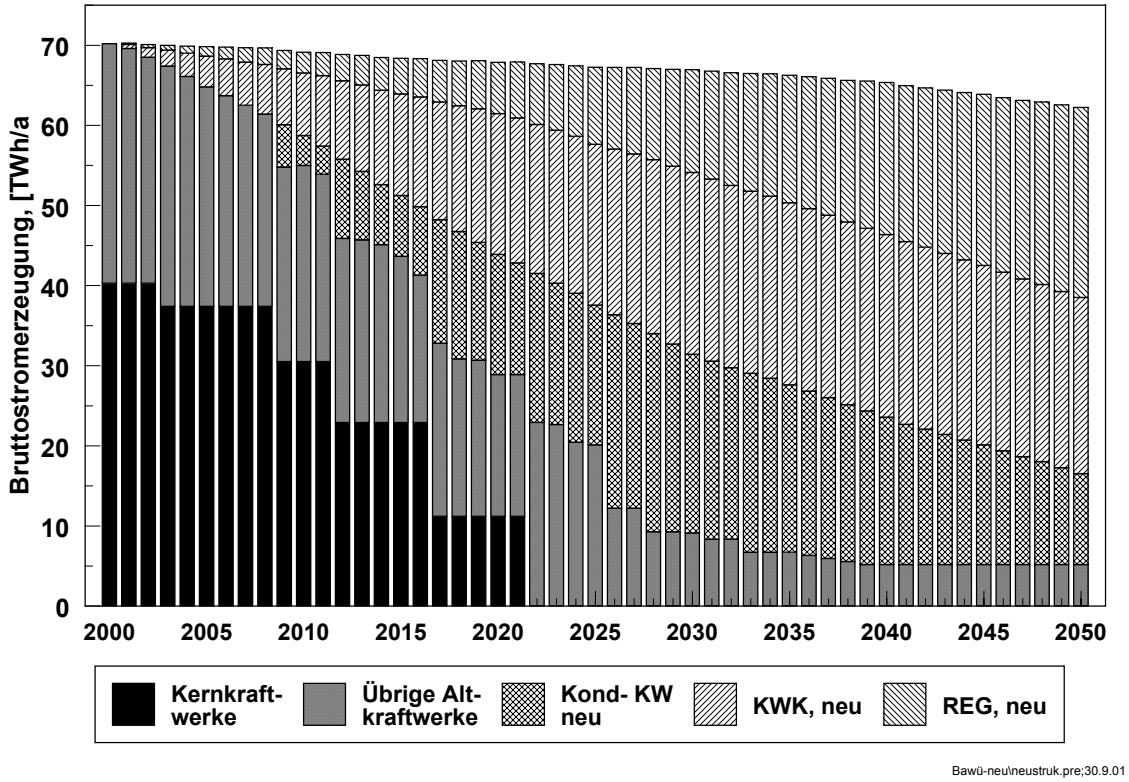


Abbildung 6.2: Strukturänderung der Stromversorgung Baden-Württembergs in Jahresschritten bis 2050 im Szenario NACHHALTIGKEIT

Die Investitionen in konventionelle Kraftwerke werden mit der Ausnahme des Szenarios TREND im Zeitraum 2010 bis 2030 erforderlich. Sie belaufen sich im Szenario TREND kumuliert auf 13,5 Mrd. DM (davon 10 Mrd. DM in Kohlekraftwerke), im Szenario EFFIZIENZ auf 9,7 Mrd. DM (7 Mrd. DM für Kohlekraftwerke) und im Szenario NACHHALTIGKEIT auf 4,6 Mrd. DM (2,9 Mrd. DM für Kohlekraftwerke).

6.1.2 Primärenergiestruktur und CO_2 .– Emissionen der Stromversorgung

Entsprechend obiger Entwicklungen verändert sich auch die Primärenergiestruktur der Stromversorgung BW deutlich. Neben der Verschiebungen im Bereich der konventionellen Stromversorgung sind dabei auch die Entwicklungen der KWK von großer Bedeutung. Das Wachstum der KWK in den Szenarien findet überwiegend im dezentralen Bereich statt, wozu auch die industrielle KWK gerechnet wird. Die etablierte Fernwärmeversorgung wird wärmeseitig nur noch gering ausgebaut, die Stromkennzahlen der großen HKW werden jedoch mittels Gasturbinenvorschaltstufen erhöht, bzw. werden alte HKW durch moderne GuD-Neubauten ersetzt. Damit wächst auch in der KWK, neben dem verstärkten Einsatz der Biomasse, der Bedarf an Erdgas deutlich, während der Kohleeinsatz sich nur geringfügig ändert. Allerdings wird dieses Erdgas sehr effizient genutzt.

Die unterschiedlichen Beiträge der Primärenergien an der jeweiligen Stromerzeugung macht **Abbildung 6.3** deutlich, in der die Strukturen der Szenarien im Jahr 2050 der heutigen Struktur gegenübergestellt werden. Der heutige Beitrag der Kernenergie wird in den Szenarien sehr unterschiedlich substituiert. Im Szenario TREND dominieren die Stromerzeugung aus fossilen Primärenergien Steinkohle (45 %) und Erdgas (39 %). Insbesondere der Einsatz von Erdgas nimmt von 25 PJ/a in 1999 auf 180 PJ/a in 2050 deutlich zu. REG (einschließlich

Biomasse in KWK-Anlagen) tragen mit zusammen lediglich 16 % zur Stromversorgung bei, wobei auch im Jahr 2050 noch die Wasserkraft dominiert. Im Szenario EFFIZIENZ sinkt der fossile Anteil auf zwei Drittel (Steinkohle 31 %, Erdgas 35 %). Der Steinkohleeinsatz erreicht – nach einem Maximum im Jahr 2030 – wieder den heutigen Wert; Erdgas steigt auf 125 PJ/a. Das restliche Drittel teilen sich fünf REG-Kategorien relativ gleichmäßig auf. Erst im Szenario NACHHALTIGKEIT sinkt der fossile Primärenergieanteil wieder unter 50 %, wobei der Beitrag der Steinkohle gegenüber heute auf 16 % sinkt, Strom aus Erdgas aber wegen des starken Anwachsens der KWK bei 30 % (85 PJ/a) liegt. Der gesamte fossile Primärenergieeinsatz ist wegen der geringeren Stromnachfrage aber geringer als heute. Die übrigen 54 % der Stromerzeugung werden wieder zu etwa gleichen Anteilen von den fünf REG-Kategorien bereitgestellt. Entsprechend dem Strukturwandel der Stromversorgung in Richtung verstärkter KWK – und in kleinerem Ausmaß auch wegen der Effizienzsteigerung bei neuen Kondensationskraftwerken – steigt der Nutzungsgrad der Stromerzeugung aus thermischer bzw. fossiler Primärenergie. Beträgt er derzeit 37 %[28], so steigt er im Szenario TREND bis 2050 auf 53 %, liegt im Szenario EFFIZIENZ bei 58 % und erreicht im Szenario NACHHALTIGKEIT 67 %. Die Umwandlungsverluste der Strombereitstellung sinken somit deutlich, was sich positiv in der Primärenergiebilanz auswirkt (vgl. Abschnitt 6.3).

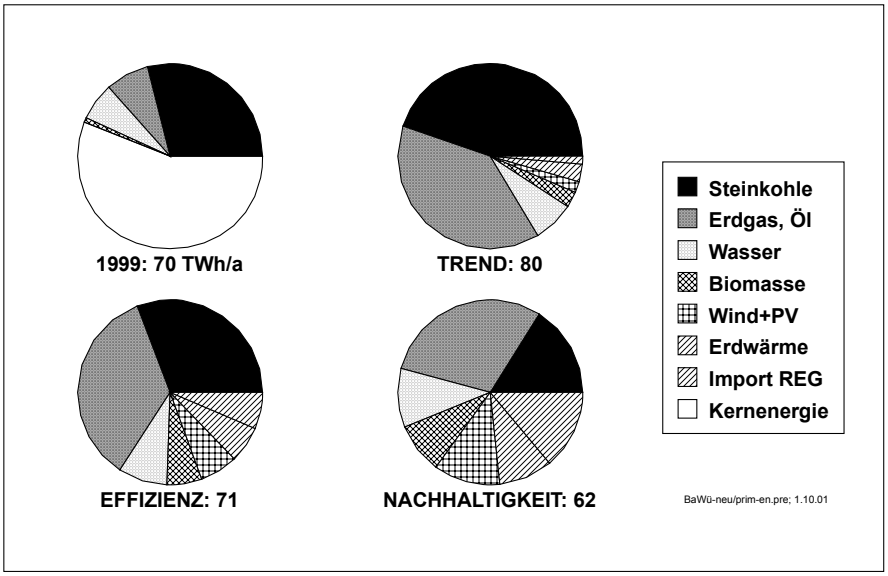


Abbildung 6.3: Struktur der Stromerzeugung in Baden-Württemberg nach eingesetzten Primärenergien in den Szenarien im Jahr 2050 im Vergleich zum gegenwärtigen Status (Zahlenwerte = Bruttostromerzeugung)

Diese Umgestaltung der Stromversorgung findet sich entsprechend in den CO_2-Emissionen wieder (**Abbildung 6.4**). Der bloße Ersatz der Kernenergie und der fossilen Altkraftwerke überwiegend durch neue fossile Kondensationskraftwerke führt bei gleichzeitig weiter steigendem Stromverbrauch nach 2005 zu einer beträchtlichen Zunahme der CO_2-Emissionen bis auf 40 Mio. t/a im Jahr 2030 (Szenario TREND), um dann bis 2050 wieder zu sinken auf

[28] Stromerzeugung aus KWK mit Gutschrift für Abwärmenutzung (Brennstoffbedarf für getrennte Wärmeerzeugung wird vom Gesamteinsatz für HKW und BHKW abgezogen)

36 Mio. t/a. Der Unterschied zur Extremvariante TREND/KOND, bei der KWK und REG auf dem heutigen Zustand eingefroren werden und bei der die CO_2-Emissionen ein Rekordniveau von 43 Mio. t/a in 2030 erreichen, zeigt die mildernde, aber bei weitem nicht ausreichende Wirkung der hier nur schwach wachsenden Segmente KWK und REG.

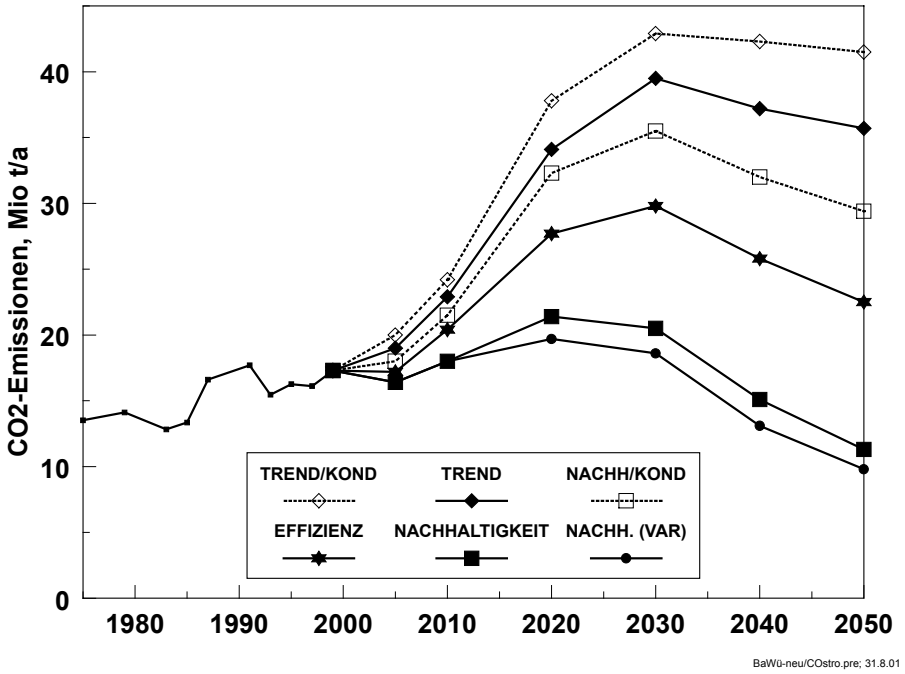


Abbildung 6.4: CO_2-Emissionen der Stromerzeugung in Baden-Württemberg für die drei Szenarien TREND, EFFIZIENZ und NACHHALTIGKEIT sowie für weitere Varianten

Die alleinige Wirkung einer effizienteren Stromnutzung kann der Gegenüberstellung der Varianten TREND/KOND und NACHHALTIGEIT/KOND (in Abbildung 6.4 gestrichelt) entnommen werden. Sie allein bewirkt eine Verringerung der CO_2-Emissionen um 5,5 Mio. t/a CO_2 in 2020, um 7,4 Mio. t/a in 2030 und um 12 Mio. t/a in 2050. Ersichtlich ist daraus, dass eine Strategie der Klimagasminderungen nicht ohne anspruchsvolle Anstrengungen bei der Erhöhung der Stromproduktivität auskommt. Auch im Szenario EFFIZIENZ, das die drei Segmente Stromeinsparung, KWK und REG in einem mittleren Ausmaß einsetzt, steigen die CO_2-Emissionen der Stromerzeugung beim Abbau der Kernenergie bis 2030 auf immerhin noch 30 Mio. t/a. Erst im Szenario NACHHALTIGKEIT können die fossil einzusetzenden Primärenergiemengen auch bei einem Ausstieg aus der Kernenergie soweit reduziert werden, dass die maximalen Emissionen nicht über 21 Mio. t/a CO_2 (2020) steigen, um bei Weiterführung dieser Strategie nach 2030 das heutige Niveau zu unterschreiten und im Jahr 2050 mit 11,3 Mio. t/a um 35 % unter dem heutigen Niveau zu liegen. Wird der Einsatz von Kohle beim Kraftwerksneubau auf ein Minimum reduziert (NACHH. VAR), lassen sich nochmals 1,5-2 Mio. t/a CO_2 zusätzlich vermeiden, die Emissionen bleiben dann unter 20 Mio. t/a CO_2 (2020) und erreichen 10 Mio. t/a im Jahr 2050

Die Szenarioanalysen zeigen, dass selbst der Ersatz eines hohen Anteils Kernenergie in der Stromversorgung möglich ist, ohne klimapolitisch Schiffbruch zu erleiden. Allerdings muss dieser Umstieg mit sehr engagierten Anstrengungen in den klimastrategisch wichtigen Segmenten Effizienter Stromeinsatz, KWK und REG einhergehen bei gleichzeitig „ausgewogenem“ Einsatz der fossilen Primärenergien Kohle und Erdgas. Diese Anstrengungen müssen

bereits jetzt beginnen, wirksam zu werden, damit beim Abschalten der größeren Kernkraftwerke (GKN1 2009, KKP1 2012) bereits genügend „Vorleistungen“ erbracht sind. Diese Vorleistungen werden u.a. am Rückgang der CO_2-Emissionen bis 2005 in den Szenarien EFFIZIENZ und NACHHALTIGKEIT sichtbar. Bei verspätetem Einstieg besteht die Gefahr, dass dann zuviel Leistung an fossilen Großkraftwerken errichtet werden muss. Aus Abbildung 6.4 geht auch hervor, dass kurz- bis mittelfristige CO_2-Reduktionsziele (2010, 2020), wie sie auch zur Zielsetzung der Landesregierung gehören, von anderen Sektoren erbracht werden müssen. (Vgl. die Abschnitte 6.2 und 6.3).

6.1.3 Kostenentwicklung der Stromerzeugung in den Szenarien

Die zukünftige Kostenentwicklung der Stromerzeugung wird durch die Veränderung der Energiepreise, wie sie in Abschnitt 1.2.3 (Tabelle 1.4 und Tabelle 1.5) festgelegt wurden, das Verhältnis von Neu- zu Altkraftwerken, welches durch die zu füllende Deckungslücke festgelegt wird, und der Intensität eines Zubaus von KWK- und REG-Anlagen geprägt. Innerhalb der konventionellen Neuanlagen ist zusätzlich das Verhältnis von Steinkohle- zu Erdgas-Kraftwerken von Bedeutung, da deren Stromkostenentwicklung, wie in Abschnitt 5.4.1 gezeigt, unterschiedlich verläuft. Deren Zubau ist in Abschnitt 6.1.1 erläutert und in Tabelle 6.1 festgelegt worden. Für alle Altkraftwerke wird – ungeachtet ihres Alters – davon ausgegangen, dass sie vollständig abgeschrieben sind und daher nur noch die variablen Kosten (Betrieb und Brennstoff) die Stromerzeugungskosten bestimmen. Damit reichen derzeit die mittleren Stromerzeugungskosten der Altkraftwerke von 3,5 Pf/kWh (Kernkraftwerke) bis zu ca. 5,0 Pf/kWh (mittlere Kosten der Kohlekraftwerke jetziger Ausnutzung von 4.500 h/a und der Wasserkraftwerke). Der gewichtete Mittelwert der derzeitigen Altkraftwerke (ohne Pumpspeicher) in BW ergibt einen Wert von 4,4 Pf/kWh. Der allmähliche Übergang zu Neukraftwerken lässt das Kostenniveau kontinuierlich ansteigen Ersichtlich sind die Sprünge bei der Außerbetriebnahme der preisgünstigen Alt-Kernkraftwerke. Dies ist beispielhaft in **Abbildung 6.5** am Beispiel der Szenariovariante TREND/KOND (KWK und REG auf heutigem Stand eingefroren) und der oberen Preisvariante der Brennstoffpreise dargestellt.

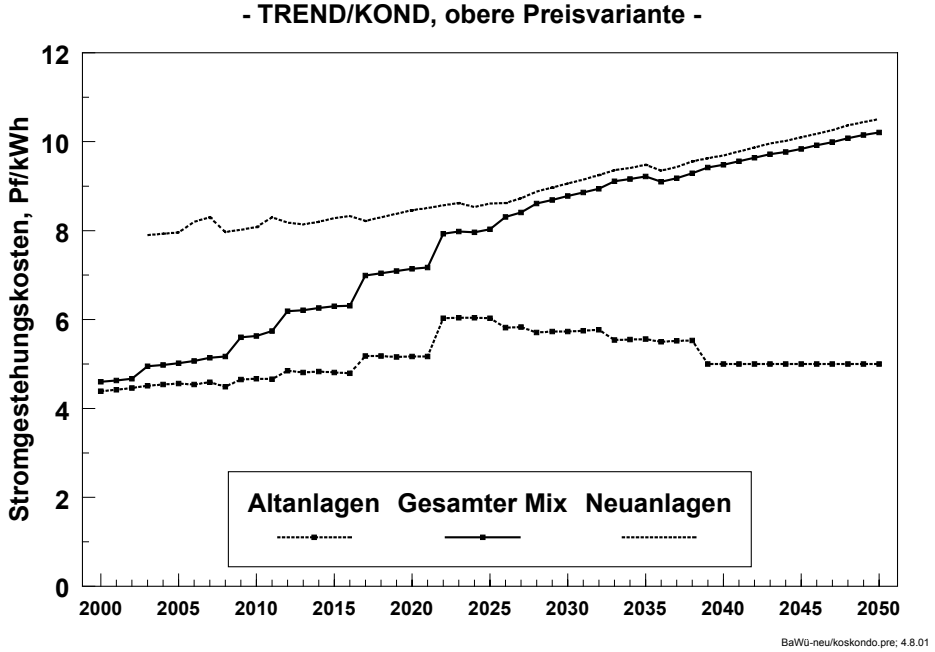


Abbildung 6.5: Mittlere Stromgestehungskosten des jeweiligen Alt- und Neukraftwerkparks und des gesamten Kraftwerkparks in Abhängigkeit der Brennstoffpreise in der Szenariovariante TREND/KOND

Die Kosten der Altanlagen steigen mittelfristig mit dem Abschalten der Kernkraftwerke und dem Anstieg der Kohle- und Erdgaspreise entsprechend an um langfristig in die Kosten der verbleibenden Wasserkraftwerke einzumünden. Strom aus dem Mix von Neuanlagen kostet um 2005 in der oberen Preisvariante 7,9 Pf/kWh; die Kosten steigen bis 2030 auf 8,6 Pf/kWh und bis 2050 auf 10,5 Pf/kWh[29]. Die mittleren Stromgestehungskosten in diesem Grenzfall des ausschließlichen Zubaus von Kohle- und Erdgas –Kondensationskraftwerken steigen demnach von derzeit 4,6 Pf/kWh (einschl. Pumpspeicher) auf 5,6 Pf/kWh in 2010, auf 8,8 Pf/kWh in 2030 und 10,2 Pf/kWh in 2050, wenn die obere Preisvarianten zugrunde gelegt wird. In der unteren Preisvariante lauten die entsprechenden Werte 5,2 Pf/kWh (2010), 7,5 Pf/kWh (2030) und 8,4 Pf/kWh (2050).

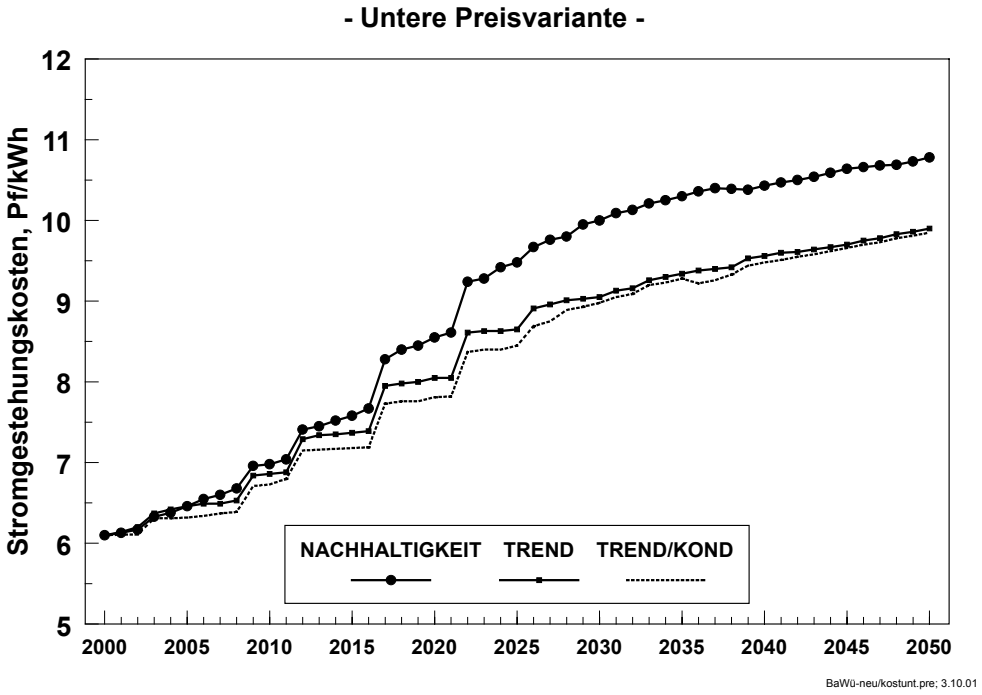
Der Stromkostenverlauf in der Szenariovariante TREND/KOND kann bei mäßigen Energiepreisanstiegen (also in der unteren Preisvariante) gleichzeitig als der rechnerisch **niedrigste Verlauf der zukünftigen Stromkosten** unter den gegebenen Rahmenbedingungen (Kernenergieaustieg bis 2022; festgelegter Mix von Steinkohle und Erdgas) interpretiert werden, da KWK-Anlagen kurzfristig und der größere Teil der REG-Anlagen auch noch mittelfristig Strom höchsten zu vergleichbaren, vielfach jedoch zu höheren Kosten bereitstellen. Um Stromgestehungskosten zentraler Großkraftwerke und dezentraler Anlagen (Motor- BHKW, BZ-BHKW, REG-Anlagen im Land) vergleichen zu können, sind im weiteren Verlauf die Kosten bei der Übergabe an das Mittelspannungsnetz angegeben. Für die Verteilung auf der Hochspannungsebene und die Umspannung wurde von Kosten in Höhe von 1,5 Pf/kWh ausgegangen [BET 2001; BWK 2001; ET 2001 a,b]. Damit und unter Berücksichtigung der Stromgestehungskosten des jeweiligen Mixes aus KWK- und REG-Referenzanlagen lassen sich die mittleren Stromkosten bei Übergabe an das Mittelspannungsnetz in den jeweiligen Szenarien ableiten **(Abbildung 6.6; vgl. auch Tabelle 6.2**; Zeilen im Bereich B)**)**.

In der unterer Preisvariante (Abbildung 6.6, oben) liegen die Stromkosten des Szenarios TREND – wegen der relativ geringen Wachstumsdynamik von KWK und REG – nur geringfügig über denjenigen der Variante TREND/KOND. Mit zunehmender Kostenhöhe, also gegen Ende des Betrachtungszeitraums, geht die Differenz gegen Null. Um 2008 beginnen im Szenario NACHHALTIGKEIT die mittleren Stromkosten über diejenigen des Szenarios TREND zu steigen. Um 2020 sind sie 0,5 Pf/kWh höher, die Maximaldifferenz mit 1,0 Pf/kWh ist 2030 erreicht. Die Preisdifferenz ist sowohl auf die unter Klimaschutzgesichtspunkten in diesem Szenario angenommenen höheren Anteile an Erdgas-GuD-Kraftwerken als auf den deutlichen Ausbau von REG-Anlagen zurückzuführen.

Legt man die obere Preisvariante zugrunde (Abbildung 6.6, unten), stellt sich zwischen den Szenarien bis etwa 2030 eine vergleichbare Kostendifferenz ein. Danach wird aber allmählich die kostendämpfende Wirkung der hohen REG-Anteile im Szenario NACHHALTIGKEIT sichtbar (in abgeschwächter Form auch im Vergleich des Szenarios TREND mit der Variante TREND/KOND, deren Kosten sich um 2030 schneiden). REG-Techniken haben bis dahin weitgehend ihre Kostendegressionspotenziale durchlaufen (vgl. Abschnitt 6.1.4) und entkoppeln die Stromkosten zunehmend vom weiteren Anstieg der Brennstoffpreise. Im Jahr 2050 ist praktisch ein Gleichstand der (aktuellen) Stromkosten bei 11,7 Pf/kWh erreicht, jedoch bei einem gegenüber dem Szenario TREND auf 30 % verringerten CO_2-Emissionsniveau im Szenario NACHHALTIGKEIT. Ebenfalls ersichtlich ist, dass der Kostenverlauf in diesem Szenario an einem Plateau angelangt ist, während weiterhin stark auf fossiler Energie sich abstützenden Szenarien einen stetigen aufwärtszeigenden Gradienten aufweisen. Der Grund

[29] Die Kosten von Neukraftwerken, einschließlich des Aufschlags für die Hochspannungsverteilung von 1,5 Pf/kWh sind die anlegbaren Kosten, wenn die Wirtschaftlichkeit von dezentralen KWK- und REG-Anlagen beurteilt wird. Ein Vergleich dieser Neuanlagen mit den Grenzkosten von Altanlagen ist aus volkswirtschaftlicher und energiepolitischer Sicht nicht sinnvoll. Die meisten KWK-Anlagen sind dann, unter Berücksichtigung der Wärmegutschrift, wirtschaftlich (vgl. Abschnitt 5.2; siehe auch [KWK 1994]

sind die sich längerfristig auf einem Niveau von ca. **12 Pf/kWh** einpendelnden Kosten der Stromerzeugung aus dem Mix an REG-Anlagen (vgl. Abschnitt 6.1.4).



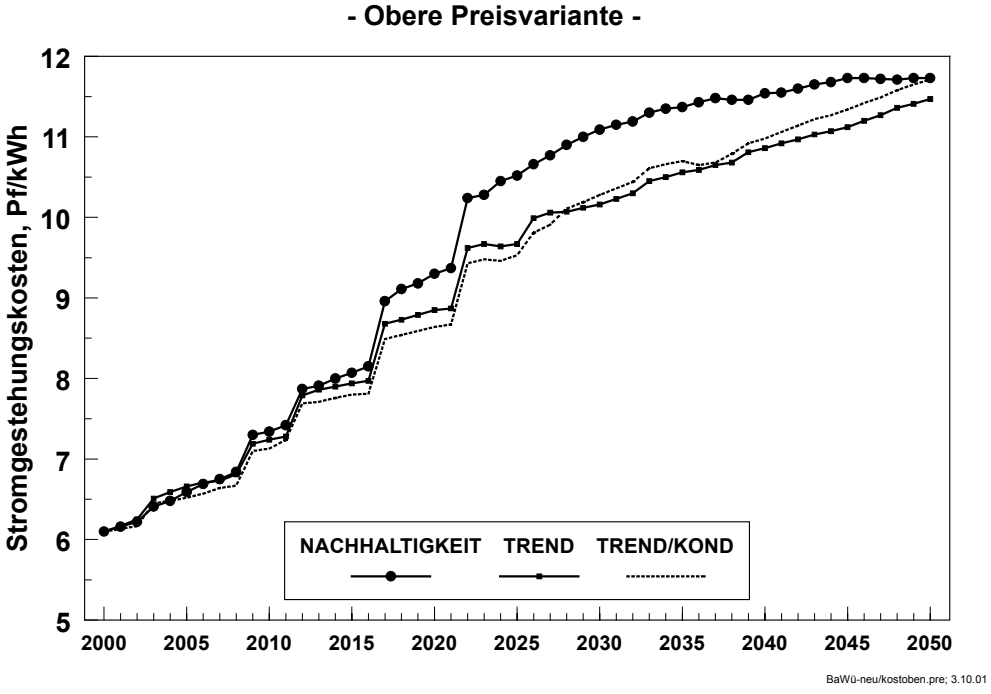


Abbildung 6.6: Verlauf der mittleren Stromgestehungskosten in den Szenarien NACHHALTIGKEIT, TREND und TREND/KOND bis 2050 für zwei Varianten der Preisentwicklung für Steinkohle und Erdgas, nach Übergabe an das Mittelspannungsnetz

Tabelle 6.2: Mittlere (reale) Stromkosten in den Szenarien TREND und NACHHALTIGKEIT bei Erzeugung, Einspeisung, Übergabe Mittelspannung und daraus abgeleitete Preise für Industrie und Haushalte für die untere und obere Preisvariante entsprechend Tabelle 1.4 und Tabelle 1.5

Untere Preisvariante	1997	1998	1999	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
A) Erzeugung												
Alt- Kraftwerke 1)				4,38	4,40	4,40	4,43	4,65	5,25	5,24	5,00	5,00
Neue Kondensationskraftwerke				(7,25)	7,02	7,22	7,27	7,36	7,48	7,61	8,01	8,43
TREND/KOND 2)				4,60	4,82	5,23	5,68	6,31	6,95	7,48	7,98	8,35
B) Einspeisung Mittelspannung 3)												
TREND/KOND				6,10	6,32	6,73	7,18	7,81	8,45	8,98	9,48	9,85
TREND				6,10	6,46	6,86	7,37	8,05	8,65	9,05	9,56	9,90
NACHHALTIGKEIT				6,10	6,47	6,98	7,58	8,55	9,48	10,00	10,43	10,78
C) Grosshandelspreise (oh. MWSt)			*)									
Mittelspannung TREND 4)			12,20	10,10	10,46	10,86	11,37	12,05	12,65	13,05	13,56	13,90
Mittelspannung NACHHALT 4)			12,20	10,10	10,47	10,98	11,58	12,55	13,48	14,00	14,43	14,78
Niederspannung TREND 5)	20,90	20,50	17,40	16,10	16,46	16,86	17,37	18,05	18,65	19,05	19,56	19,90
Niederspannung NACHHALT 5)	20,90	20,50	17,40	16,10	16,47	16,98	17,58	18,55	19,48	20,00	20,43	20,78
D) Haushalte (mit MWSt) 5)												
Aufschläge 6)				7,00	8,00	9,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
TREND	30,60	30,20	29,00	26,80	28,37	30,00	31,75	32,54	33,23	33,70	34,29	34,68
NACHHALTIGKEIT	30,60	30,20	29,00	26,80	28,39	30,14	31,99	33,12	34,20	34,80	35,30	35,70

1) bestehender KW-Park in BW (ohne Pumpspeicher); nach 2038 nur noch Alt-Wasserkraft; Kosten ab Kraftwerk
2) Nur Zubau von Kond.kraftwerken (KWK, REG eingefroren; einschl. Pumpspeicher); Kosten ab Kraftwerk
3) Erzeugung einschließlich Verteilung Hochspannung (Kond. KW; große HKW; Stromimport) und Umspannung auf Mittelspannung einschl. Regelenergie u.ä. ; Zusammenfassung von dezentraler und zentraler Erzeugung: **1,50** Pf/kWh
4) Diff. bis Abnahme Mittelspannung: **4,00** Pf/kWh; 5) Diff. bis Abnahme Niederspannung: **6,00** Pf/kWh
beides mit Anteil Stromsteuer für Industrie.(1 Pf/kWh)
6) MWSt Konzessionsabgaben, Stromsteuer, Umlagen für EEG und KWK
*) Stat. Landesamt; Eildienst 231/2001(Strompreis 1999 und 2000); Prognos 2000, BWK 2001; BET 2001; ET 2001 a,b

BaWü\e-preis1.wk4; 3.10.01

Obere Preisvariante	1997	1998	1999	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
A) Erzeugung												
Alt- Kraftwerke 1)				4,38	4,56	4,67	4,81	5,17	6,03	5,73	5,00	5,00
Neue Kondensationskraftwerke				(7,25)	7,90	8,08	8,28	8,46	8,61	9,06	9,69	10,51
TREND/KOND 2)				4,60	5,02	5,63	6,30	7,14	8,03	8,78	9,48	10,21
B) Einspeisung Mittelspannung 3)												
TREND/KOND				6,10	6,52	7,13	7,80	8,64	9,53	10,28	10,98	11,71
TREND				6,10	6,66	7,24	7,94	8,85	9,67	10,16	10,86	11,47
NACHHALTIGKEIT				6,10	6,59	7,34	8,07	9,30	10,52	11,09	11,54	11,73
C) Grosshandelspreise (oh. MWSt)			*)									
Mittelspannung TREND 4)			12,20	10,10	10,66	11,24	11,94	12,85	13,67	14,16	14,86	15,47
Mittelspannung NACHHALT 4)			12,2	10,10	10,59	11,34	12,07	13,30	14,52	15,09	15,54	15,73
Niederspannung TREND 5)	20,90	20,50	17,4	16,10	16,66	17,24	17,94	18,85	19,67	20,16	20,86	21,47
Niederspannung NACHHALT 5)	20,90	20,50	17,4	16,10	16,59	17,34	18,07	19,30	20,52	21,09	21,54	21,73
D) Haushalte (Mit MWSt) 5)												
Aufschläge 6)				7,00	8,00	9,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
TREND	30,60	30,20	29,00	26,80	28,61	30,44	32,41	33,47	34,42	34,99	35,80	36,51
NACHHALTIGKEIT	30,60	30,20	29,00	26,80	28,52	30,55	32,56	33,99	35,40	36,06	36,59	36,81

1) bestehender KW-Park in BW (ohne Pumpspeicher); nach 2038 nur noch Alt-Wasserkraft; Kosten ab Kraftwerk
2) Nur Zubau von Kond.kraftwerken (KWK, REG eingefroren; einschl. Pumpspeicher); Kosten ab Kraftwerk
3) Erzeugung einschließlich Verteilung Hochspannung (Kond. KW; große HKW; Stromimport) und Umspannung auf Mittelspannung einschl. Regelenergie u.ä. ; Zusammenfassung von dezentraler und zentraler Erzeugung: **1,50** Pf/kWh
4) Diff. bis Abnahme Mittelspannung: **4,00** Pf/kWh; 5) Diff. bis Abnahme Niederspannung: **6,00** Pf/kWh
beides mit Anteil Stromsteuer für Industrie.(1 Pf/kWh)
6) MWSt Konzessionsabgaben, Stromsteuer, Umlagen für EEG und KWK
*) Stat. Landesamt; Eildienst 231/2001(Strompreis 1999 und 2000); Prognos 2000, BWK 2001; BET 2001; ET 2001 a,b

BaWü\e-preis1.wk4; 3.10.01

Erst auf der Basis dieser langfristigen Darstellung der Stromkostenentwicklung kann die Bedeutung des Ausbaus der REG sichtbar gemacht werden. Zwar sind die Zahlenwerte stark an die zahlreichen Annahmen über mögliche Energiepreisanstieg und Kostendegressionen von REG, Brennstoffzellen u.a. gekoppelt, es kann aber qualitativ gezeigt werden, dass sich langfristig ein volkswirtschaftlicher Nutzen einstellen dürfte, wenn jetzt in den Umbau der auf fossilen und nuklearen Energien beruhenden Energieversorgung investiert wird. Die kumulierte Kostendifferenz zwischen den Szenariovarianten sind die aus einzelwirtschaftlicher Sicht aufzubringende Differenzkosten, um langfristig einen wirksamen Klimaschutz und eine dauerhafte und risikoarme Energieversorgung auf überwiegend REG-Basis zu erreichen, die längerfristig kostengünstiger als eine auf fossilen Energien verbleibende Versorgung sein wird. Bricht man dagegen die Betrachtung z.B. im Jahr 2030 ab, so zeigen sich bei den erwarteten Preisanstiegen bis dahin nur steigende Differenzkosten.

Werden externe Kosten durch entsprechende energiepolitische Instrumente stärker internalisiert (vgl. Exkurs, Abschnitt 5.4.2), so kann der Break-even Punkt der Umbaustrategie deutlich nach vorne geschoben werden. Dies wird in **Abbildung 6.7** beispielhaft auf der Basis einer Preisvariante für Steinkohle und Erdgas gezeigt, bei der beginnend in 2010 die Differenz der externen Kosten zu REG sich im Preis der jeweiligen Stromerzeugung bemerkbar macht und bis 2020 voll auf die Strompreise umgelegt wird (Steinkohle 4,5 Pf/kWh$_{el}$; Gas 2,0 Pf/kWh$_{el}$; vgl. Tabelle 5.19). Ersichtlich ist, dass in diesem Fall bis 2025 nur geringfügige Kostenunterschiede zwischen den Szenarien auftreten, danach aber das Szenario NACHHALTIGKEIT zunehmend kostengünstiger wird und langfristig die eindeutig kostengünstigste Entwicklung darstellt.

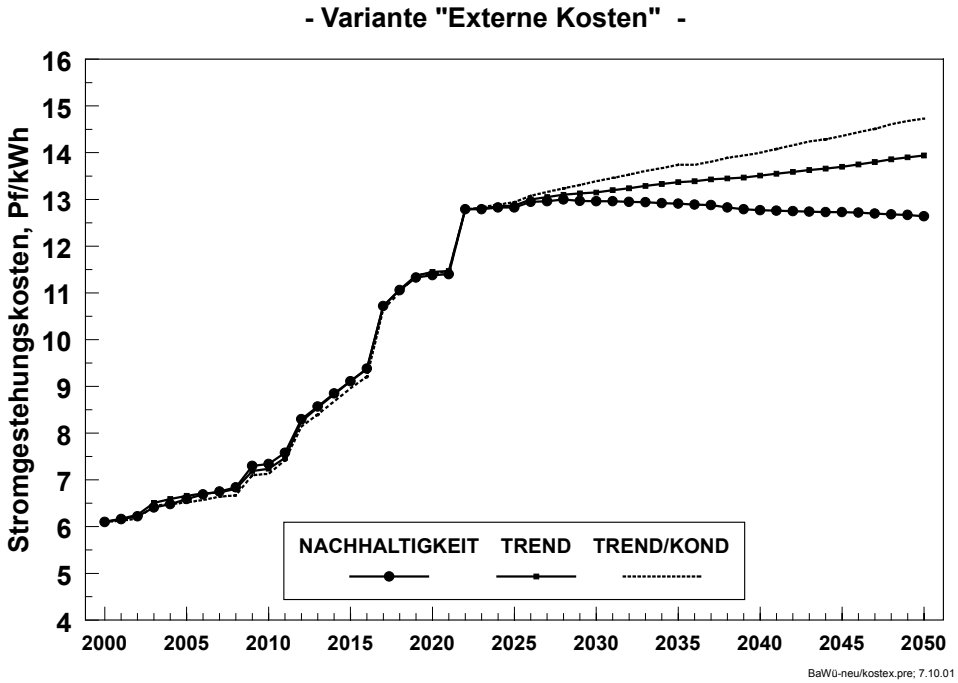


Abbildung 6.7: Verlauf der mittleren Stromgestehungskosten in den Szenarien NACHHALTIGKEIT, TREND und TREND/KOND bis 2050 bei einer Preisvariante mit Internalisierung der externen Kosten

Aus den Stromgestehungskosten lassen sich unter bestimmten Annahmen für die Netznutzungsentgelte (einschließlich Regelenergie, Ablesung usw.), die Konzessionsabgabe und die zu entrichtenden Abgaben und Steuern (Stromsteuer, EEG, KWK –Gesetze; Mehrwertsteuer) die Großhandelspreise (Industriepreise) und die Haushaltspreise für Strom ableiten **(Tabelle 6.2; Bereiche C) und D)**). Hier wurde im Wesentlichen auf Abschätzungen in [Prognos 2000, S. 394ff; BWK 2001, ET 2001a,b, ZfK 2001] zurückgegriffen (vgl. auch Abschnitt 1.2.3)

- Mittelspannungsverteilung bis Entnahme 3,0 Pf/kWh; damit Netznutzungsentgelte für Hoch- und Mittelspannung insgesamt 4,5 Pf/kWh; zusätzlich Stromsteuer für Industrie in Höhe von rund 1,0 Pf/kWh (20 % des Regelsatzes [Prognos 2000])

- Niederspannungsverteilung bis Entnahme 6,0 Pf/kWh; damit Mittelwert des Netznutzungsentgelt bis Entnahme Niederspannung insgesamt 10,5 Pf/kWh; zusätzlich Stromsteuer für Endverbraucher steigend von derzeit 3,0 auf 6,0 Pf/kWh bis 2015; Konzessionsabgabe 3,0 Pf/kWh, pauschale Umlage für EEG und KWK von 1,0 Pf/kWh bis 2015; die Mehrwertsteuer erhöht sich 2010 auf 17 %, 2020 auf 18 % und 2030 auf 19 %, um dann konstant zu bleiben. Die gesamten Aufschläge steigen so von derzeit 7 Pf/kWh auf rund 10 Pf/kWh in 2015, um dann konstant zu bleiben.

Die resultierenden Preise zeigen, dass die Großabnehmerpreise in der unteren Preisvariante erst langfristig wieder das Niveau vor 1998 erreichen werden. Auch in der oberen Preisvariante geschieht dies erst nach 2015. Die Strompreise für die Haushalte – die im Zuge der Liberalisierung weniger stark gesunken waren, dürften ab 2010 wieder auf dem Niveau vor der Liberalisierung angelangt sein. Die Preisdifferenzen zwischen den Szenarien TREND und NACHHALTIGKEIT entsprechen in der absoluten Größe natürlich den o.g. Werten auf der Erzeuger- bzw. Mittelspannungsebene von 0,5 bis maximal 1,0 Pf/kWh, werden jedoch in ihrer relativen Bedeutung zunehmend geringer. Um 2030, wo die größten Differenzen auftreten, beträgt der Unterschied bei den Großhandelspreisen (Mittelspannung) 6,5 % und bei den Haushaltspreisen 3 %.

6.1.4 Kostenentwicklung bei den REG-Technologien und resultierende Differenzkosten

Die höheren spezifischen Stromgestehungskosten des Szenarios NACHHALTIGKEIT im Vergleich zum Szenario TREND resultieren größtenteils aus dem verstärkten Zubau der REG-Technologien. Der Verlauf ihrer Stromgestehungskosten wird daher nochmals getrennt diskutiert, um Rückschlüsse auf Art und Weise der erforderlichen energiepolitischen Unterstützungsmaßnahmen ableiten und einige Wirkungen auf die Wirtschaft in BW darlegen zu können. Mit dem angenommen Technologiemix des REG-Teilszenarios NACHHALTIGKEIT (vgl. Abschnitt 5.3.10) ergeben sich der in **Abbildung 6.8** dargestellte Mittelwert des Kostenverlauf des gesamten aus REG erzeugten Stroms. Dabei sind nur die Neuanlagen ab 2000 betrachtet – insbesondere ältere Wasserkraftwerke mit günstigen Stromgestehungskosten sind also hierbei nicht eingeschlossen. Von derzeit 26 Pf/kWh sinken die Kosten bis 2010 deutlich unter 20 Pf/kWh. Danach verringert sich die Kostendegression.

Längerfristig stellen sich in dem betrachteten Technologiemix Stromgestehungskosten um 12 Pf/kWh ein. Von wesentlicher Bedeutung ist der Anteil der Photovoltaik. Wird diese ausgeklammert, so liegen die mittleren Stromgestehungskosten mit derzeit 16 Pf/kWh um 10 Pf/kWh niedriger und erreichen bereits um 2010 das untere Kostenniveau von 12 Pf/kWh (untere Kurve in Abb. 6.8). Bestimmt wird diese Entwicklung von den Kosten des weiteren Wasserkraftausbaus und der Biomasse, nach 2010 wirkt auch Strom aus Erdwärme mit und längerfristig günstiger Import von solarem Strom. Da die Kostendifferenz aller übrigen REG-Technologien zur Photovoltaik lange erhalten bleibt – die PV erreicht in dem hier unterstellten Ausbau erst im Jahr 2040 Kosten um 22 Pf/kWh – resultiert daraus über den ganzen

Betrachtungszeitraum ein höheres Kostenniveau, wenn diese in einen Technologiemix einbezogen wird. Im REG-Teilszenario TREND ist – entsprechend des deutlich niedriger angesetzten Ausbaus der Photovoltaik – das mittlere Kostenniveau des REG-Mixes etwas niedriger.

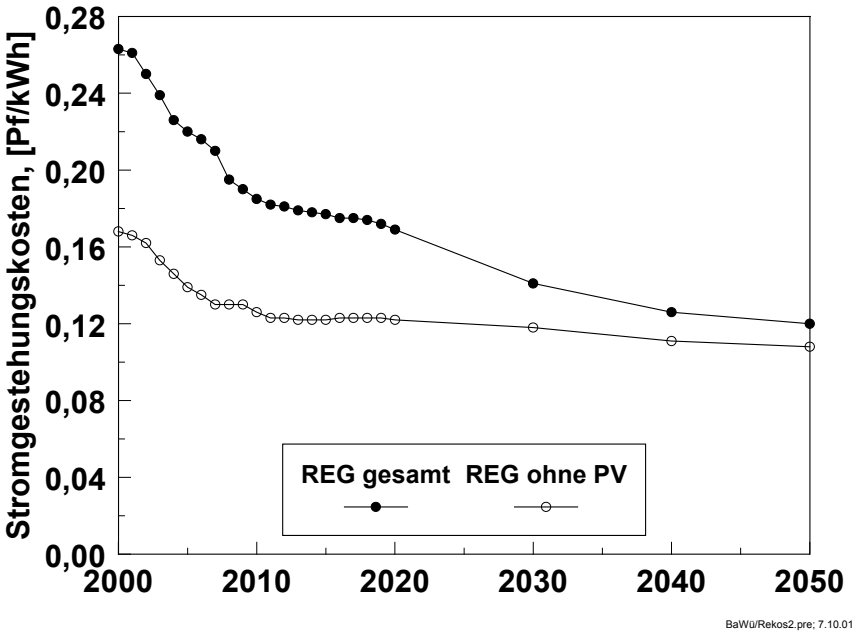


Abbildung 6.8: Verlauf der mittleren Stromgestehungskosten des REG-Technologiemixes (nur Neuanlagen ab 2000) im Szenario NACHHALTIGKEIT unter Einschluss der Photovoltaik (obere Kurve) und unter Ausklammerung der Photovoltaik (untere Kurve)

Die aus dem REG-Ausbau resultierenden Differenzkosten können mit einer fiktiven Entwicklung ohne jeden weiteren Ausbau von REG verglichen werden. Diese wurde mit der Szenariovariante TREND/KOND bereits vorgestellt. Die für die Ermittlung der Differenzkosten maßgebenden anlegbaren Strompreise sind die von neuen fossilen Kraftwerken einschließlich eines Bonus für vermiedene Transportkosten auf der Hochspannungsebene; sie belaufen sich derzeit auf 8,75 Pf/kWh (vgl. Tabelle 6.2). Auch im Szenario TREND treten – entsprechend den bereits heute wirkenden Förderinstrumenten – bereits Differenzkosten auf, die entweder auf den Strompreis umgelegt werden oder aus Haushaltsmitteln von Bund und Ländern bereitgestellt werden [Jahrbuch 2001][30]. Die zukünftigen Differenzkosten hängen von der Entwicklung der Energiepreise, der Intensität des REG-Ausbau und dem Mischungsverhältnis der eingesetzten Technologien ab. Für die Szenarien TREND und NACHHALTIGKEIT ist ihr Verlauf jeweils für die untere und obere Preisvariante in **Abbildung 6.9** dargestellt. Ersichtlich ist, dass mit zunehmender Divergenz der Preisentwicklung fossiler Energien die Differenzkosten sehr unterschiedliche Werte annehmen. Bei

[30] Für das Jahr 2000 betragen die gesamten Aufwendungen in Deutschland für die Förderung der REG 2,3 Mrd. DM; davon dienen 1,3 Mrd. DM der Förderung der Stromerzeugung (knapp 1 Mrd. DM allein aus dem EEG), 0,55 Mrd. DM der Wärmeerzeugung und 0,45 Mrd. DM der Kraftstoffbereitstellung. Umgelegt auf die jeweiligen Energieverbrauche entspricht dies bei Strom 0,3 Pf/kWh$_{el}$, bei Brennstoffen 0,4 Pf/ l Heizöl und bei Kraftstoffen 0,7 Pf/ l Benzin, [Fischedick, Nitsch, Staiß 2001].

langfristig schwachem Anstieg der Preise fossiler Energien (untere Preisvariante) bleiben die Differenzkosten im Szenario NACHHALTIGKEIT absolut auf einem relativ hohem Niveau um 1 Mrd. DM/a bzw. relativ zu TREND von zusätzlichen 0,6 Mrd. DM/a (bzw. 0,85 Pf/kWh$_{el}$ bei Umlage auf den gesamten Stromverbrauch) Bei der oberen Preisvariante durchlaufen die absoluten Differenzkosten ein Maximum bei 0,8 Mrd. DM/a um 2025 um dann wieder deutlich abzusinken und längerfristig die Nulllinie zu unterschreiten. Zu diesem Zeitpunkt ist das Szenario kostengünstiger als die fiktive Variante TREND/KOND. Noch deutlicher wird dieses Verhalten, wenn die Differenzkosten der Preisvariante „Externe Kosten“ betrachtet werden. Bei insgesamt deutlich geringerem Niveau von maximal 0,6 Mrd. DM/a um 2020 (zusätzlich zu 0,3 Mrd. DM/a bzw. 0,42 Pf/kWh$_{el}$) beginnen sich die Vorleistungen bereits ab 2037 zu amortisieren. Die Differenzkosten im Szenario TREND sinken weniger stark, weil geringere Kostendegressionen infolge der kleineren Märkte durchlaufen werden und die kostengünstige Option Stromimport aus Gebieten hohen Solar- oder Windangebots kaum zum Tragen kommt.

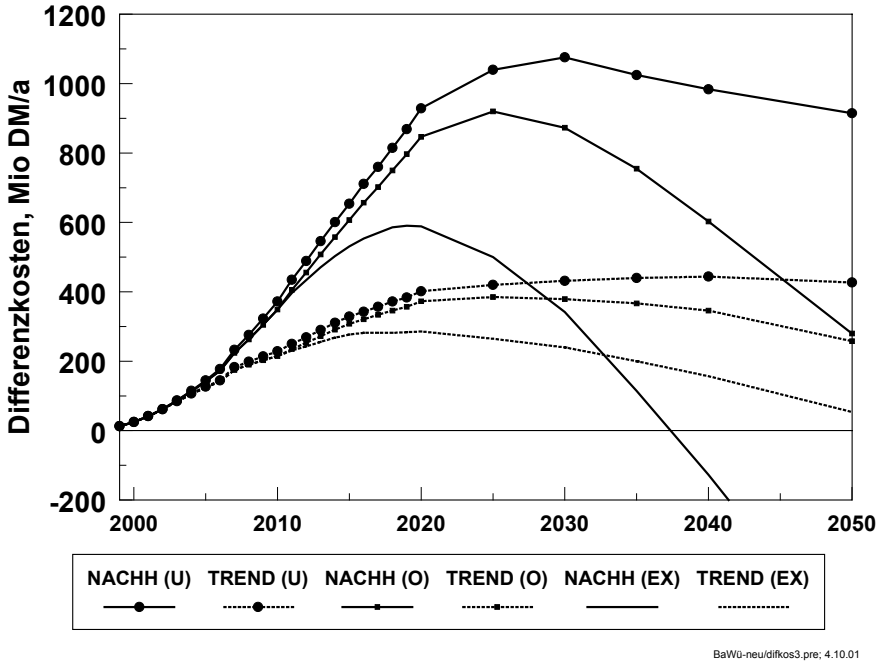


Abbildung 6.9: Differenzkosten des Ausbaus von REG gegenüber der Szenariovariante TREND/KOND für die Szenarien NACHHALTIGKEIT und TREND in Abhängigkeit von drei Preisentwicklungen fossiler Energien (U = untere Preisvariante, O = obere Preisvariante, EX = Berücksichtigung der externen Kosten der Steinkohle- und Ergasstromerzeugung ab 2010)

Betrachtet man den Ausbau der REG ohne den Beitrag der Photovoltaik, so verschieben sich die Werte insgesamt zu deutlich niedrigeren Differenzkosten (**Abbildung 6.10**) von maximal 0,6 Mrd. DM/a in der unteren Preisvariante und durchlaufen ein Maximum um 2030. Bei der Variante „Externe Kosten“ treten kaum noch Differenzkosten auf; bereits ab 2030 ist das Szenario NACHHALTIGKEIT (ohne Photovoltaik) in dieser Preisvariante kostengünstiger als ein Ausbau der Stromversorgung nur mit neuen Kondensationskraftwerken.

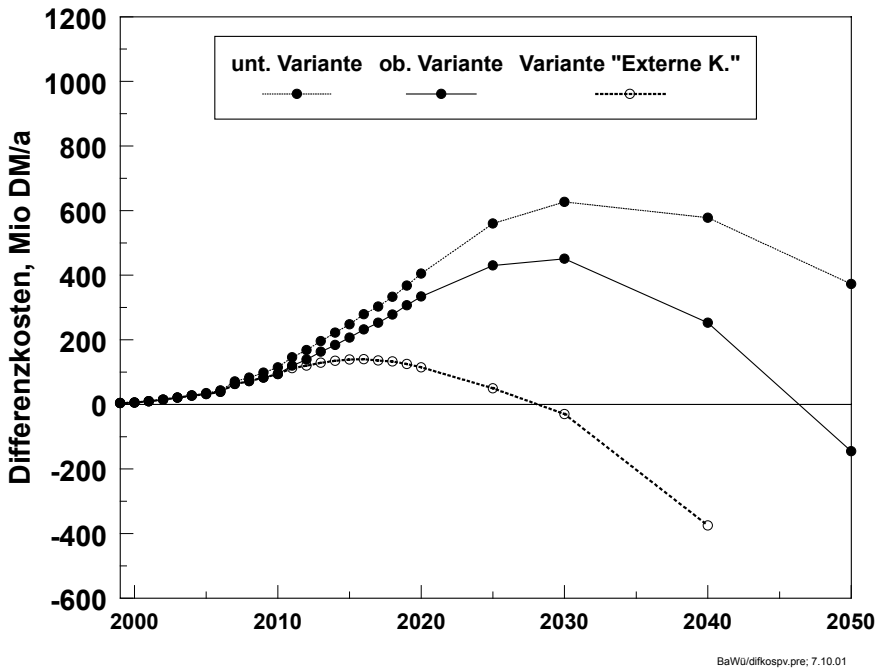


Abbildung 6.10: Differenzkosten wie oben für das Szenario NACHHALTIGKEIT ohne Berücksichtigung der Aufwendungen für den Ausbau der Photovoltaik

Die diskutierten Ergebnisse lassen einige Schlussfolgerungen für den zukünftigen Ausbau der REG zu. Zum einen stellt der angenommene REG-Ausbau im Teilszenario NACHHALTIGKEIT mit dem dort angenommenen deutlichen Ausbau der Photovoltaik (330 MW in 2010; 2.000 MW in 2030 steigend bis auf 5.000 MW in 2050 nur für BW) aus energiewirtschaftlicher Sicht keine optimale Option dar. Da sich alle anderen REG-Technologien in einem deutlich engeren Kostenband zwischen derzeit etwa 14-20 Pf/kWh Stromgestehungskosten bewegen, benötigen sie deutlich weniger Vorleistungen. Aus volkswirtschaftlicher Sicht kommt jedoch das Ziel der Unterstützung einer langfristig aussichtsreichen Energietechnologie hinzu, die allerdings beim Einsatz in unseren Breiten noch einer jahrzehntelangen Unterstützung bedarf. Es empfiehlt sich daher unter förderpolitischen Gesichtspunkten und auch um die Kostenvorteile der anderen REG-Technologien besser sichtbar werden zu lassen, eine breite Markteinführung der Photovoltaik mittelfristig mit anderen Instrumenten anzugehen als die Einführung aller anderen REG-Technologien auf der Basis des EEG bzw. weiterführender Instrumente [Timpe u.a. 2001]

Zum zweiten hängt die Einschätzung der volkswirtschaftlichen Vorleistungen einer breiten REG-Einführung stark vom antizipierten Anstieg der Energiepreise ab. Steigen sie auch längerfristig nur mäßig, so erreichen die Differenzkosten einen erheblichen Umfang. Es fällt dann schwerer diese Aufwendungen als Vorleistungen zu begründen. Die Modellrechnungen mit der Preisvariante „externe Kosten“ zeigen andererseits, dass energiepolitische Bemühungen, diese Kosten der fossilen Stromerzeugung in den Energiepreisen sichtbar werden zu lassen, für die Zukunft der REG von entscheidender Bedeutung sind.

6.2 Der Beitrag des Wärmesektors zum Klimaschutz

Obwohl in vorliegender Untersuchung die Stromversorgung im Mittelpunkt steht, müssen die Wechselwirkungen mit den anderen Energiebereitstellungs- und -verbrauchssektoren beachtet werden, damit ein effektiver und volkswirtschaftlich möglichst günstiger Pfad in eine klimaverträgliche und risikoarme Energieversorgung eingeschlagen werden kann. Zu diesen Wechselwirkungen gehört insbesondere der Einsatz von Strom im Wärmemarkt, werden doch nahezu 30 % der Endenergiemenge an Strom im Wärmemarkt eingesetzt und könnten dort ggf. teilweise substituiert werden. Zum andern hängt der weitere Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung entscheidend von den Nutzungsmöglichkeiten der Wärme im Raumwärmebereich ab, der in Zukunft deutlich zurückgehen wird. Hinzu kommt der Abwägungsprozess hinsichtlich der Aufteilung der gewünschten CO_2-Reduktion auf die einzelnen Sektoren sowohl hinsichtlich der technologischen und strukturellen Möglichkeiten als auch hinsichtlich der Kosten der Klimagasreduktion. Ein pauschales Umlegen der Reduktionsziele auf alle Verbrauchssektoren stellt nämlich keineswegs die kostengünstigste und zweckmäßigste Lösung dar.

In Abschnitt 6.1 hat sich gezeigt, dass infolge des Ausstiegs aus der Kernenergie der Stromsektor in BW mit seinem hohen Anteil an Kernenergiestrom von derzeit 57 % nicht in der Lage ist, zu den kurzfristigen CO_2-Reduktionszielen beizutragen. Sein Beitrag kann bei zielgerichteten Anstrengungen darin bestehen, die CO_2-Emissionen für die Zeit des Ausstiegs im Wesentlichen konstant zu halten, um danach eine weitere Reduktion zu ermöglichen (Szenario NACHHALTIGKEIT in Abbildung 6.4). Anders sieht es bei den nicht durch die Kernenergienutzung beeinflussten Sektoren Wärme und Verkehr aus. Hier sollten daher auch kurzfristig wesentliche CO_2-Reduktionen möglich sein, wenn entsprechende Maßnahmen ergriffen werden. Im folgenden wird daher der mögliche Beitrag des Wärmemarkts zum Klimaschutz in BW dargelegt.

6.2.1 Synthese der Teilszenarien „Energienachfrage“, „Kraft-Wärme-Kopplung“ und „Regenerative Energien“ im Wärmemarkt

In den Abschnitten 3.4, 5.2 und 5.3 wurden bereits die Teilszenarien für die Entwicklung der Wärmenachfrage sowie für den Ausbau der KWK und der REG bis zum Jahr 2050 vorgestellt. Die jeweiligen Teilszenarien werden nachfolgend zu Gesamtszenarien des zukünftigen Wärmemarktes zusammengefügt. Durch verbesserte Wärmedämmung, durch rationellere Energienutzung und durch den verstärkten Einsatz von REG wird der Bedarf an fossilen Energieträgern in allen drei Szenarien TREND, EFFIZIENZ und NACHHALTIGKEIT abnehmen. **Abbildung 6.11** zeigt für den Endenergieverbrauch für Wärmezwecke (Raumheizung, Warmwasser, Prozesswärme) für jedes der drei Szenarien sowohl die aus den Teilszenarien folgenden Einsparungen als auch den dann noch verbleibenden Bedarf an fossil erzeugter Wärme für die Jahre 2020 und 2050.

Bei der Berechnung der dargestellten Einsparungen durch Wärmedämmung und rationellere Energienutzung wurde zunächst ein fiktiver Vergleichswert für den Wärmebedarf errechnet. Dazu wurde angenommen, dass sowohl bei der Beheizung der Gebäude als auch bei der Bereitstellung von Gütern und Dienstleistungen gegenüber heute (1999) keine Verbesserung bei Energieeinsatz und -nutzung stattfinden. Die Energiekennzahlen für die Wärmeversorgung der Gebäude[31] und die Energieproduktivität der Sektoren Industrie und Kleinverbrau-

[31] Spez. Nutzwärmebedarf, Warmwasserbedarf und die Jahresnutzungsgrade für die Wärmeerzeuger wurden konstant gehalten. Es wird also nicht nur die Einsparung durch verbesserte Wärmedämmung sondern auch der in allen drei Szenarien von heute 75 % auf 92 % im Jahr 2050 steigende verbesserte Jahresnutzungsgrad der Heizkessel berücksichtigt.

cher wurden für die Berechnung dieses Vergleichswertes auf dem heutigen Werten eingefroren. Unter dieser Voraussetzung wächst der Prozesswärmebedarf bzw. der Raumwärmebedarf proportional zur Bruttowertschöpfung bzw. zur beheizten Wohn- und Nutzfläche. Diese Annahmen sind insofern fiktiv, als auch schon im Szenario TREND aufgrund von bereits in der Vergangenheit ergriffener Maßnahmen die Neubauten geringere Energiekennwerte ausweisen werden als der derzeitige Bestand und infolge des autonomen Fortschritts im gewerblichen Bereich ein Teil des Potenzials der rationellen Energienutzung allein durch den Ersatz alter durch neue Produktionsanlagen erschlossen wird. Durch verstärkte Wärmedämmung und verstärkte rationelle Energienutzung nimmt daher trotz einer Zunahme bei den beheizten Flächen und bei der Wirtschaftskraft auch im Szenario TREND der Energiebedarf stetig ab.

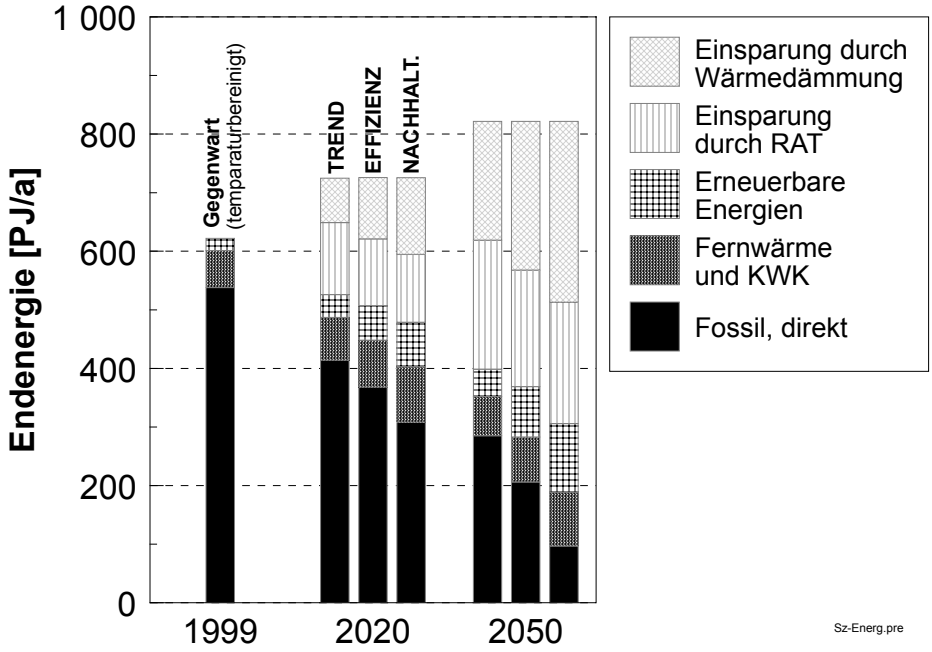


Abbildung 6.11: Verbleibender Bedarf an fossiler Endenergie (einschl. Heizstrom) und Beitrag der erneuerbaren Energien sowie Einsparungen durch verbesserte Wärmedämmung (einschl. verbesserter Heizkessel) und rationelle Energiennutzung in der Wirtschaft (RAT) in den drei Szenarien TREND, EFFIZIENZ und NACHHALTIGKEIT für den Wärmemarkt (Raumheizung, Warmwasser und Prozesswärme)

Um die durch REG eingesparte fossile Brennstoffmenge zu berechnen, wird die in den Teilszenarien ermittelte Nutzwärmebereitstellung aus REG durch den jeweiligen mittleren Nutzungsgrad der Heizanlagen dividiert. Bei der Festlegung der Einsparungen durch KWK besteht das Problem, welcher Anteil des fossilen Brennstoffbedarfs der Strom- und welcher der Wärmebereitstellung zuzuordnen ist. Hier wurde der Ansatz gewählt, der Wärmeversorgung der KWK gerade so viel fossilen Brennstoff zuzuordnen, wie zur alternativen Erzeugung der gleichen Wärmemengen in konventionellen Heizungsanlagen erforderlich gewesen wäre. Die durch die KWK erzielten Energieeinsparungen werden bei diesem Ansatz somit vollständig der Stromerzeugung gutgeschrieben.

Abbildung 6.11 zeigt deutlich die große Bedeutung von verbesserter Wärmedämmung und rationellerer Energienutzung. Deren Potenzial wird zu ca. zwei Drittel auch ohne zusätzliche energiepolitische Anstrengungen bereits im Szenario TREND ausgeschöpft. Bei REG ist dies nicht der Fall. Sie bleiben im Szenario TREND auch noch im Jahr 2050 mit einem Anteil von 12 % am Wärmemarkt vergleichsweise unbedeutend. Zur Realisierung der Szenarien EFFIZIENZ und NACHHALTIGKEIT ist, entsprechend ihrer Definition, der Einsatz energiepolitischer Instrumente und Maßnahmen erforderlich. notwendig, welche über die derzeit wirksamen Maßnahmen hinausgehen. Die hierdurch **zusätzlich** mobilisierten Einsparungen sind in den drei Bereichen Wärmedämmung, rationellere Energienutzung und REG ungefähr gleich groß. Der energiepolitische Handlungsbedarf ist jedoch im REG-Bereich am größten.

Der Bedarf an fossilen Energieträgern nimmt bis 2020 im Szenario TREND um 19 % und im Szenario NACHHALTIGKEIT um 33 % ab. Bis 2050 verdoppeln sich diese Einsparungen. Beträchtliche Veränderungen gibt es im Szenario NACHHALTIGKEIT bei den heute noch üblichen meist fossil befeuerten Einzelheizungen (Zentral-, Etagen- und Einzelraumbeheizung). Deren Energiebedarf nimmt von heute 538 PJ (einschließlich Stromheizungen) auf nur noch 97 PJ im Jahr 2050 ab. Die hiermit verbundenen Änderungen der Beheizungsstruktur werden in Abschnitt 6.2.3 beschrieben. Unter Einschluss der Wärmebereitstellung der REG sinkt der gesamte Endenergieeinsatz für Wärmezwecke von derzeit rund 615 PJ/a (davon 65 PJ/a aus Strom) im Szenario TREND auf 420 PJ/a im Jahr 2050 (also auf rund 70 % des heutigen Wertes) und im Szenario NACHHALTIGKEIT auf 315 PJ/a (also auf knapp 50 % des heutigen Wertes).

In **Abbildung 6.12** werden Wärmenachfrage und -deckung für das Szenario NACHHALTIGKEIT weiter untereilt. Der Deckung des Energiebedarfs (rechte Balken) wird die Nachfrage nach Nutzwärme (linker Balken) gegenübergestellt. Die Differenz der Balkenhöhe ergibt sich aus den Umwandlungsverlusten in den Heizungsanlagen (bei fossilen Brennstoffen und Heizstrom) sowie aus den Netzverlusten (bei Fernwärme und einem Teil der REG)[32]. Bis 2050 wird in diesem Szenario 40 % des dann noch vorhandenen Wärmebedarfs aus REG bereitgestellt – was nur aufgrund der bis dahin stark gesunkenen Nachfrage möglich und dann auch ökonomisch sinnvoll ist. Der Beitrag des Heizstroms sinkt von heute 65 PJ/a auf 56 PJ/a in 2050 nur leicht ab. Dies hängt mit einem vermehrten Einsatz von Strom für Prozesswärme (und -kälte) im Kleinverbrauch, in Passivhäusern und für Wärmepumpen zusammen. Der Anteil des Heizstroms zur Deckung des Wärmebedarfs von Gebäuden steigt so im Einzelfall auf über 50 %.

Auf der Nachfrageseite nimmt der heute mit knapp 70 % Anteil dominierende Raumwärmebedarf stark ab. Der Bedarf an Prozesswärme einschl. Warmwasser geht dagegen nur geringfügig zurück. Deren Anteil steigt von heute gut 30 % auf knapp 50 % im Jahr 2050 an. Dies reflektiert die bis 2050 vorausgesetzte Verdopplung der Bruttowertschöpfung in Industrie und Kleinverbrauch sowie tendenziell eher steigende Komfortansprüche.

[32] Bei der industriellen KWK und denjenigen Beiträgen der REG, welche zur Unterstützung von Einzelheizungen eingesetzt werden, wurden Endenergie und Nutzwärme gleichgesetzt.

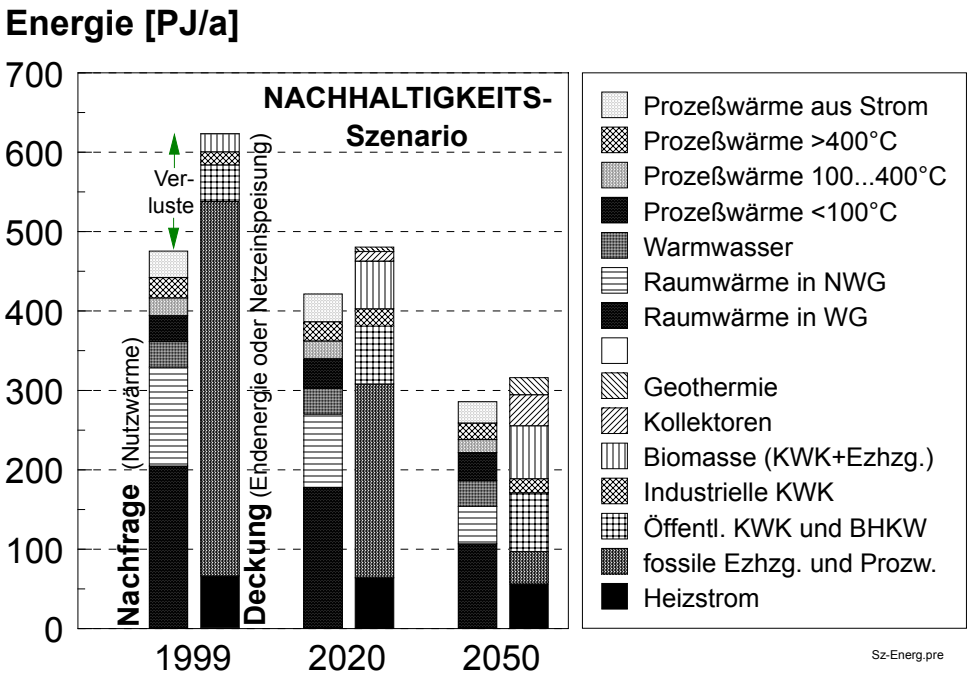


Abbildung 6.12: **Struktur der Wärmenachfrage (Nutzenergie) und deren Deckung (Endenergie) im Szenario NACHHALTIGKEIT in 2020 und 2050 im Vergleich zur Gegenwart** (Ezhzg = Einzelheizung, Prozw. = Prozesswärme; in „Öffentl. KWK und BHKW“ ist auch die übrige Fernwärme enthalten).

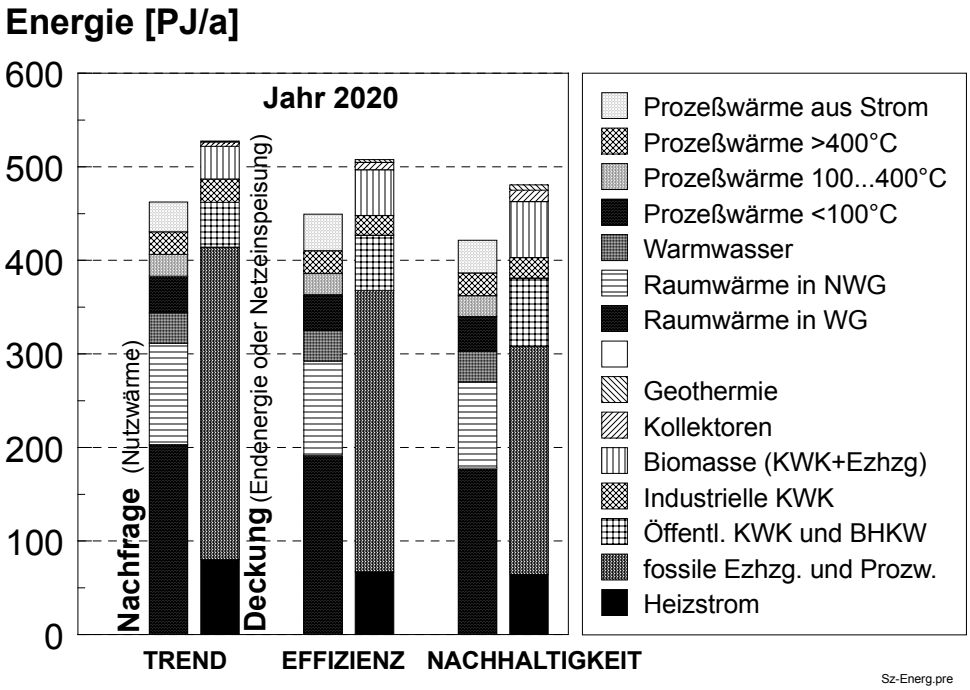


Abbildung 6.13: **Vergleich der Struktur der Wärmenachfrage (Nutzenergie) und deren Deckung (Endenenergie) in den drei Szenarien im Jahr 2020** (Ezhzg = Einzelheizung, Prozw. = Prozesswärme; in „Öffentl. KWK und BHKW“ ist auch die übrige Fernwärme enthalten).

Abbildung 6.13 zeigt dieselbe Darstellung der Struktur in einen Vergleich zwischen den drei Szenarien für den Übergangszustand des Jahr 2020. Der Unterschied in den Szenarien liegt weniger in der absoluten Höhe der gesamten Nachfrage nach Nutzwärme als in den strukturellen Änderungen bei der Deckung des Wärmebedarfs. Am deutlichsten sichtbar ist dies an der Verdopplung des Beitrags der REG[33] im Szenario NACHHALTIGKEIT gegenüber dem Szenario TREND und dem deutlich gestiegenen Anteil der öffentliche Kraft-Wärme-Kopplung (einschließlich BHKW und BZ).

6.2.2 Endenergiestruktur und CO_2-Emissionen der Wärmeerzeugung

Heute wird der bei weitem überwiegende Teil des Wärmebedarfs durch die klassischen Endenergieträger Heizöl, Gas, Strom und Kohle gedeckt. Durch Fern- und Nahwärme, überwiegend aus Kraft-Wärme-Kopplung aber auch aus Heizwerken, und aus REG wird derzeit nur ein geringer Teil bereitgestellt. In den vorliegenden Szenarien, welche einen wirksamen Klimaschutz zum Ziel haben, steigen diese Anteile deutlich an. Bei diesen an Bedeutung zunehmenden Versorgungsoptionen wie KWK, REG und damit verknüpft die Fern- und Nahwärmebereitstellung sowie bei Strom ist die Einordnung unter die Rubrik Endenergie und die zuzuordnenden CO_2-Emissionen weniger eindeutig als bei den klassischen festen, flüssigen oder gasförmigen Endenergieträgern. Vor der Berechnung von CO_2-Emissionen aus den in Abb. 6.12 und 6.13 dargestellten Versorgungsoptionen sind daher einige Erläuterungen und Festlegungen notwendig:

- Generell werden nur die direkten CO_2-Emissionen betrachtet. Für die klassischen Endenergieträger Heizöl, Gas und Kohle bleiben die zugehörigen CO_2-Faktoren in allen Szenarien und Zeitabschnitten konstant. Die CO_2-Emissionen sind dann proportional zu den eingesetzten Mengen des jeweiligen Energieträgers.

- Für die CO_2-Emissionen von Heizstrom wird der jeweilige Strommix Baden-Württembergs angesetzt. Dieser wird zunächst mit abnehmendem Kernkraftanteil CO_2-intensiver, ein zunehmender Anteil an REG wirkt dem längerfristig entgegen (vgl. Abbildung 6.4)

- Für industrielle und öffentliche KWK, besteht ein Spielraum, welcher Anteil der CO_2-Emissionen aus den Erzeugungsanlagen der Stromerzeugung und welcher der Wärme zuzuordnen ist. In dieser Untersuchung wird der Wärmeerzeugung aus KWK die Menge an CO_2 zugeschrieben, welche emittiert worden wäre, wenn die gleiche Nutzwärmemenge mit fossilen Einzelfeuerungen in jedem der versorgten Gebäude erzeugt worden wäre. Die klimaschonenden Vorteile der KWK werden somit, wie bereits die Brennstoffeinsparung, voll der Stromseite gutgeschrieben.

- Regenerativen Energien werden keine CO_2-Emissionen zugerechnet (auch dann nicht, wenn sie für KWK oder in Nahwärmenetzen eingesetzt werden).

- Hilfsaggregate wie Pumpen oder energetische Aufwendungen für die Herstellung der Wärmeerzeugungsanlagen bleiben bei allen Versorgungsoptionen unberücksichtigt.[34]

---

[33] Genauer kann die Struktur der REG-Wärmeversorgung einschließlich des Einsatzes der Biomasse in der KWK den Darstellungen in Abschnitt 5.3 entnommen werden.

[34] Der Hilfsstrom für Pumpen etc. findet sich im Stromverbrauch für Kraft der betreffenden Sektoren wieder; die energetischen Aufwendungen für die Produktion von Wärmeerzeugungsanlagen sind dem Sektor Industrie zugeordnet.

Abbildung 6.14 zeigt als Resultat für die drei Szenarien die so dem Wärmemarkt zuzuordnenden CO_2-Emissionen. Für alle Szenarien ergibt sich eine deutliche Abnahme der Klimabelastung. Markant sind die Veränderungen bei den fossilen Endenergieträgern. Kohle verschwindet im Wärmemarkt nach 2020 in allen Szenarien nahezu vollständig. Im Szenario NACHHALTIGKEIT wird bis zum Jahr 2050 auch das Heizöl nahezu vollständig verdrängt und durch CO_2- ärmere bzw. –freie Energien ersetzt. Zu der aus der Abnahme des Verbrauchs an fossilen Energieträgern resultierenden Minderung des CO_2-Ausstoßes tritt daher noch die Verschiebung des verbleibenden Brennstoffmixes zu Erdgas hinzu.

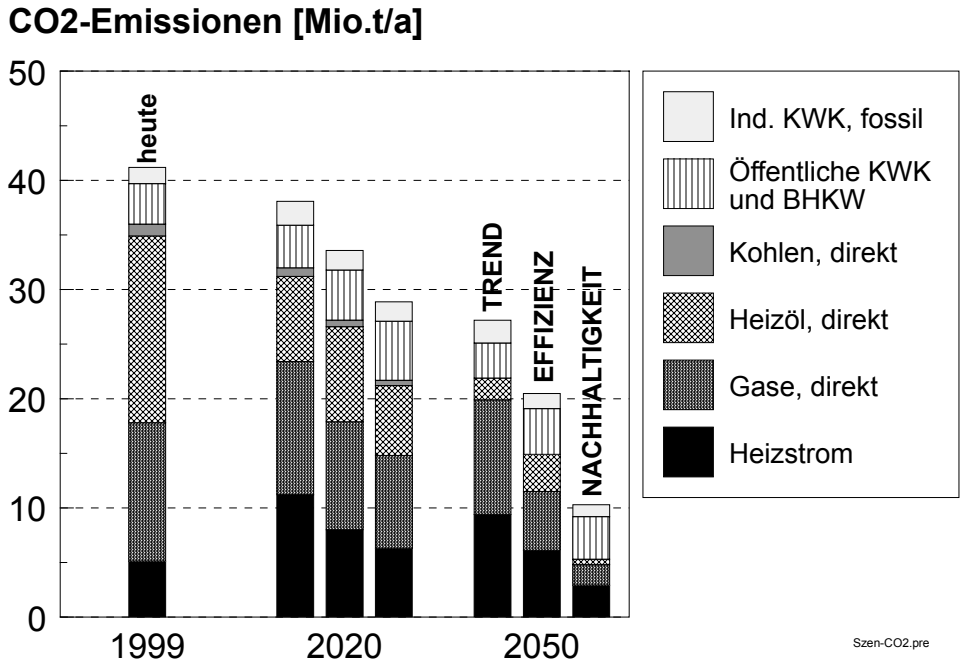


Abbildung 6.14: CO_2-Emissionen der Wärmeerzeugung in den drei Szenarien einschließlich der CO_2-Emissionen für Heizstrom

Die der Wärmeerzeugung aus KWK zugeordneten CO_2-Emissionen nehmen zunächst zu, weil bis 2020 in den Szenarien EFFIZIENZ und NACHHALTIGEIT von einem deutlich höheren Marktanteil der KWK gerechnet wird. Da aber hier zunehmend auch die Biomasse zum Einsatz kommt, hält sich dieser Anstieg in Grenzen. Die aus dem Verbrauch von Heizstrom resultierenden CO_2-Mengen – die aus Gründen der Anschaulichkeit hier dem Wärmemarkt zugeordnet werden – nehmen aufgrund des Ausstieges aus der Kernenergie bis 2020 zunächst ebenfalls zu. Bis 2050 ergibt sich dann wieder eine Abnahme, welche stark von den unterschiedlichen REG-Anteilen in den drei Szenarien stark abhängig ist. Besonders deutlich ist die Abnahme der diesbezüglichen CO_2-Emissionen im Szenario NACHHALTIGKEIT.

Einschließlich Heizstrom belaufen sich die anteiligen CO_2-Emissionen des Wärmmarkts derzeit auf 42 Mio. t/a (ohne Strom auf 37 Mio. t/a). Einschließlich der Emissionen des Heizstroms nimmt der CO_2-Ausstoß im Szenario TREND bis 2020 zwar nur um 7 % und danach bis 2050 um 30 % gegenüber heute ab, ohne Heizstrom – dessen Emissionen in der Gesamtbilanz dem Stromsektor zugeordnet werden – jedoch bis 2020 bereits um 30 % und bis 2050 um 45 %. Dieser Rückgang ist hauptsächlich auf verbesserte Wärmedämmung der Gebäude und rationelleren Energieeinsatz im produzierenden Gewerbe und im Kleinverbrauch zurückzuführen. Die im Szenario NACHHALTIGKEIT deutlich höheren vermiede-

nen CO_2- Emissionen resultieren vorwiegend aus dem zusätzlichen Einsatz von REG, aber auch aus einer weiteren Verbreitung der KWK sowie zusätzlichen Anstrengungen bei der Verbesserung der Wärmedämmung. Bis 2020 ist so im Szenario NACHHALTIGKEIT eine Reduktion der CO_2-Emissionen des Wärmesektors von heute 42 Mio. t/a (ohne Strom 37 Mio. t/a) auf 28 Mio. t/a (22 Mio. t/a) bzw. um 33 % (40 %) möglich. Bis 2050 verringern sich die Werte weiter auf 10 Mio. t/a (6,5 Mio. t/a), was einer Reduktion um 75 % bzw. sogar um 83 % ohne die Emissionen des Heizstroms entspricht. Die Emissionen der Wärmebereitstellung werden dennoch nahezu vernachlässigbar.

Aus diesen Ergebnissen ist ersichtlich, dass der Wärmesektor zukünftig beträchtliche Reduktionen des Energieeinsatzes und der Klimagas-Emissionen erbringen kann und somit einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz in BW zu leisten vermag. Tendenziell war dies auch bereits in den letzten 10 Jahren der Fall. Während die CO_2-Emissionen der Stromerzeugung im Wesentlichen konstant blieben und diejenigen des Verkehrs stetig anstiegen, wirkte der Emissionsrückgang im Wärmesektor (1991 40 Mio. t/a ohne Heizstrom) bereits kompensierend, so dass die Gesamtemissionen an Kohlendioxid in BW auf konstantem Niveau verharrten.

6.2.3 Verknüpfung der Teilsegmente Wärmenachfrage, KWK und REG

Wichtig für die Entwicklung des Anteil Raumwärme am Wärmemarktes, der derzeit rund 70 % der gesamten Wärmenachfrage ausmacht, sind auf der Nachfrageseite der Zubau an Wohn- und Nutzflächen sowie die Verbesserung des Wärmedämmstandards in Neu- und Altbauten. Auf der Angebotsseite sind mittel- und langfristig die Beiträge der KWK und der REG von entscheidender Bedeutung. Heute werden die Entwicklungen in den Teilsegmenten zurecht noch unabhängig voneinander betrachtet, da jedes dieser Segmente nur eine geringe Bedeutung im Wärmemarkt hat, weil der Einsatz von Heizöl und Gas den Wärmemarkt dominiert

Um einen aus Klimaschutzgründen erforderlichen Rückgang der CO_2-Emissionen um 80 % zu erreichen, zu dem der Wärmemarkt einen zentralen Beitrag leisten muss, ist es erforderlich bis 2050 im Wärmemarkt die fossilen Energien im direkten Einsatz weitgehend zurückzudrängen. Dies kann durch verbesserte Wärmedämmung, durch effizienten Einsatz von Erdgas in der KWK und durch den Einsatz von REG erreicht werden. Diese Techniken werden dann den Wärmemarkt dominieren. Ein Langfristszenario muss daher die gegenseitige Beeinflussung der Teilsegmente für Wärmenachfrage, KWK und den verschiedenen Nutzungsmöglichkeiten der REG schlüssig beschreiben und ihre Wechselwirkungen berücksichtigen können.

Ein Beispiel soll die angesprochene Problematik verdeutlichen: Heute wird eine solare Brauchwasseranlage durch einen konventionellen Öl- oder Gaskessel ergänzt, welcher etwa 90 % des Jahresenergiebedarfs liefert. Dementsprechend liegt die CO_2-Einsparung für dieses Gebäude bei etwa 10 %. Langfristig ist diese Nutzungsart der solaren Wärme nicht ausreichend. Die Solaranlage muss also durch weitere Maßnahmen aus den Bereichen Wärmedämmung, KWK oder andere REG-Technologien ergänzt werden. Dabei ist nicht jede Kombination sinnvoll. Beispielsweise wäre es unsinnig, eine solare Brauchwasseranlage mit Geothermie zu koppeln, da dann der sommerliche Wärmebedarf ohnehin abgedeckt ist und die Solaranlage überflüssig wäre.

Die Teilszenarien für Wärmenachfrage, KWK-Ausbau und REG-Ausbau wurden von vorneherein so angelegt, dass sie ineinander greifen und sich gegenseitig ergänzen können. Am gravierendsten sind die Anforderungen an eine konsistente Verzahnung der Segmente im Szenario NACHALTIGKEIT. Im Jahr 2050 liegt hier der Anteil der fossilen Brennstoffe an der direkten Deckung des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs (d.h. ohne Einsatz in KWK

und deren Spitzenkesseln) bei nur noch 6 %; die neuen Technologien und Nutzungssysteme dominieren. Die Zusammenfassung der drei Teilsegmente Wärmnachfrage bzw. Wärmedämmung, KWK und REG zu einer Gesamtstruktur wird daher anhand des Szenarios NACHHALTIGKEIT für das Jahr 2050 illustriert werden.

6.2.4 Rolle der Einzelheizungen

Heute werden 93 % der Raumwärme (einschließlich Warmwasser) in Höhe 360 PJ/a Nutzwärmebedarf von Heizkesseln, Einzelöfen und Elektroheizungen, welche unmittelbar in dem zu beheizendem Gebäude stehen, erzeugt. Im Szenario NACHHALTIGKEIT des Jahres 2050 liegt dieser Anteil der Einzelheizungen noch bei 44 % (87 PJ/a von insgesamt 200 PJ/a Nutzwärme). Hierzu gehören sowohl Gebäude oder kleinere Gebäudegruppen, welche vereinzelt stehen und daher an kein Nahwärmenetz angeschlossen werden können, als auch Passivhäuser, für deren Beheizung aufgrund des sehr geringen Raumwärmebedarfs sich besonders Strom eignet. Auch Einzelgebäude mit Klein-BHKW (Motor oder Brennstoffzelle) sind eingeschlossen.

Die Anzahl der einzelbeheizten Gebäude mit **solarer Brauchwassererwärmung einschl. Heizungsunterstützung** wird in Zukunft zunehmen. Dabei wird aufgrund des höheren Anteils des Warmwassers am gesamten Wärmebedarf eines Gebäudes der solare Deckungsanteil steigen. Durch verbesserter Wärmedämmung bei gleichzeitig eher wachsenden Warmwasserbedarf wird dessen Anteil am gesamten Wärmebedarf von heute 9 % auf 17 % steigen. Dementsprechend steigt der Deckungsanteil einer sinnvoll ausgelegten Solaranlage mit Heizungsunterstützung im Mittel von heute 10 % auf 15-20 %. Bei Gebäuden mit besonders geringem Wärmebedarf – welche sich deshalb für die Beheizung mit Strom eignen – kann der solare Deckungsanteil noch höher liegen.

Tabelle 6.3: Beheizungsstruktur von Gebäuden mit Einzelheizungen im Jahr 2050 im Szenario NACHHALTIGKEIT (Nutzwärmemengen für Raumheizung und Warmwasser in GWh/a)

Eingesetzte Energie:	Holz	Kollektoren	KWK (inkl. Spitzenkessel)	Strom	Brennstoffe (Gas)	Summe	Wohn-/ Nutz-Fläche (Mio. m²)
Beheizungsart:							
Holz + Kollektoren	3508	619	0	0	0	4127	48
BHKW + Kollektoren	0	1273	7572	0	0	8845	102
Strom + Kollektoren	0	932	0	3248	0	4180	48
Gas + Kollektoren	0	469	0	0	2658	3127	61
Rest (ohne Kollektoren)	825	0	1893	812	664	4195	48
Summe [GWh]	**4127**	**3295**	**9465**	**4060**	**3322**	**24269**	**309**

Bis 2050 kann davon ausgegangen werden, dass sich 80 % der Dächer der meist freistehenden Gebäude mit Einzelheizungen für die Installation von Solaranlagen eignen. Damit können 14 % des Wärmebedarfs aller Gebäude mit Einzelheizungen solar gedeckt werden. Der verbleibende **Rest des Wärmebedarfs** wird entweder mit Holz (energetischer Anteil 17 %), BHKW[35] (39 %, davon ein Drittel aus fossilen Spitzenkesseln), Strom (17 %) oder

[35] Meist Brennstoffzellen-BHKW.

Gas (14 %) gedeckt. Darin enthalten sind bereits die Gebäude ohne Solaranlage, welche nur mit einer der vier Versorgungsoptionen Holz, BHKW, Strom oder Gas[36] versorgt werden. **Tabelle 6.3** zeigt die resultierende Beheizungsstruktur.

6.2.5 Nah- und Fernwärmeversorgungen

Das Potenzial der Nah- und Fernwärme

Langfristig ist ein sehr deutlicher Ausbau von Nahwärmenetzen eine entscheidende Vorbedingung für die umfassende Nutzung von REG im zukünftigen Wärmemarkt. Dies ist technisch durchaus möglich. Das Potenzial für Nahwärme wird nur durch den Wärmeverlust im Verteilnetz und den dadurch steigenden Kosten begrenzt. Die hierbei ungünstigsten Randbedingungen bezüglich der Siedlungsdichte sind dabei in Landgemeinden zu erwarten. Dazu werde beispielhaft Ergebnisse einer Untersuchung in der Kommune Wiernsheim (bei Pforzheim) vorgestellt, deren Einwohnerzahl – aufgeteilt auf vier Teilorte – bei 6.300 liegt. Die Kommune wurde in über 30 Teilgebiete mit jeweils einheitlicher Bebauungsstruktur aufgeteilt. Für jedes dieser Gebiete wurde ein Nahwärmenetz ausgelegt und die zu erwartenden Verluste errechnet. Das Ergebnis ist in **Abbildung 6.15** dargestellt [Wiernsheim 1998].

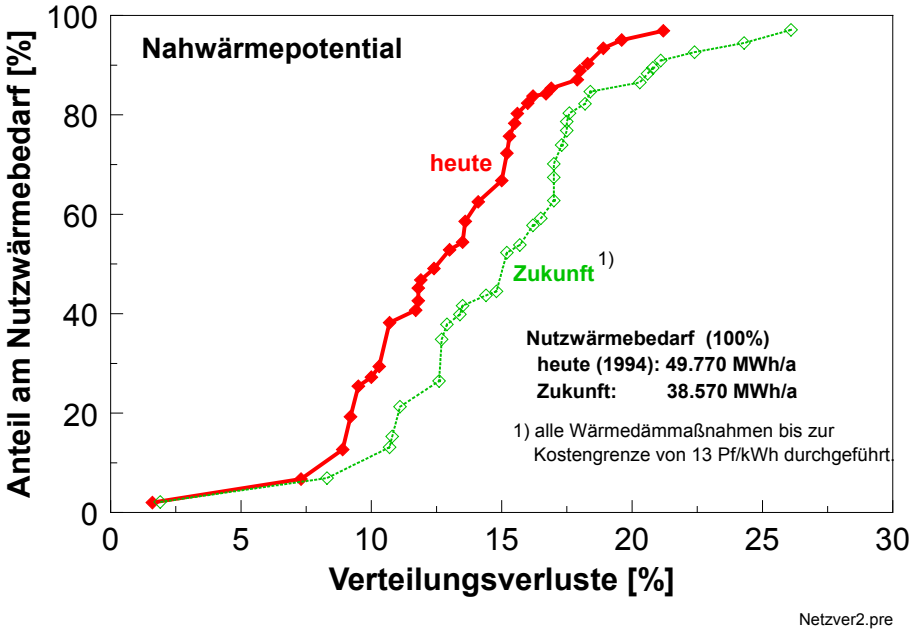


Abbildung 6.15: Nahwärmepotenzial einer Landgemeinde als Funktion der Verteilungsverluste in den Wärmenetzen

In fast allen Teilgebieten liegen die Netzverluste unterhalb von 20 %. Über 85 % des gesamten Raumwärmebedarfs entfällt auf Gebäude innerhalb dieser Gebiete. Dies gilt auch dann noch, wenn 30 % des Raumwärmebedarfs durch Verbesserungen bei der Wärmedämmung eingespart und gleichzeitig die heute noch vorhandenen Baulücken geschlossen werden. Werden alle Teilgebiete, deren errechnete Netzverluste unterhalb von 20 % der in

[36] Heizöl wird 2050 im Szenario NACHHALTIGKEIT nicht mehr zur Erzeugung von Raumwärme eingesetzt.

das Netz eingespeisten Wärmemenge liegen, zu einem großen Netz zusammengeschlossen, so liegt der mittlere Wärmeverlust bei 15 %.

Für BW liegt der Anteil des Wärmemarkts, der durch Nah- oder Fernwärme im Mittel erschlossen werden kann, höher als in der dargestellten Landgemeinde. Um zu fundierte Aussagen zu gelangen muss die mittlere Wärmedichte für die insgesamt 1.111 baden-württembergischen Gemeinden bekannt sein. Hierzu wurden vom Statistischen Landesamt gemeindeweise zur Verfügung gestellte Daten zur Flächennutzung und zum Bestand an Wohngebäuden und –flächen genutzt [Quelle...]. Der Bestand an Nichtwohngebäuden wird durch die amtliche Statistik nicht erfasst. Die Verteilung des Wärmebedarf der Nichtwohngebäude auf die Gemeinden erfolgte daher in Anlehnung an die vorliegenden amtlichen Daten zu den Flächennutzungsarten „öffentliche Zwecke“, „Handel und Wirtschaft“, „Gewerbe und Industrie“ und „Erholung“. Ermittelt wurde für jede Gemeinde der Raumwärme- und Warmwasserbedarf, sowie der für die Nahwärme relevante Teil der Siedlungsfläche. Als Quotient aus diesen beiden Werten ergibt sich die Wärmedichte.

Abbildung 6.16 zeigt als Ergebnis auf den kumulierten Wärmebedarfs derjenigen Gemeinden, deren mittlere Wärmedichte unterhalb des auf der x-Achse aufgetragenen Grenzwertes liegt. Einige im Zusammenhang mit Nah-/Fernwärme besonders interessierende Gemeinden wurden in der Graphik markiert. Erwartungsgemäß weisen die Großstädte die höchsten Wärmedichten von knapp 1.000 MWh/ha,a auf. Der mittlere Wert über alle Gemeinden liegt bei 456 MWh/ha,a. Wärmedichten unterhalb von 200 MWh/ha,a treten praktisch in keiner Gemeinde auf. Für Wiernsheim befindet sich der so ermittelte Wert von 342 MWh/ha,a in guter Übereinstimmung mit dem Ergebnis aus der wesentlich detaillierteren Untersuchungen von 324 MWh/ha,a.

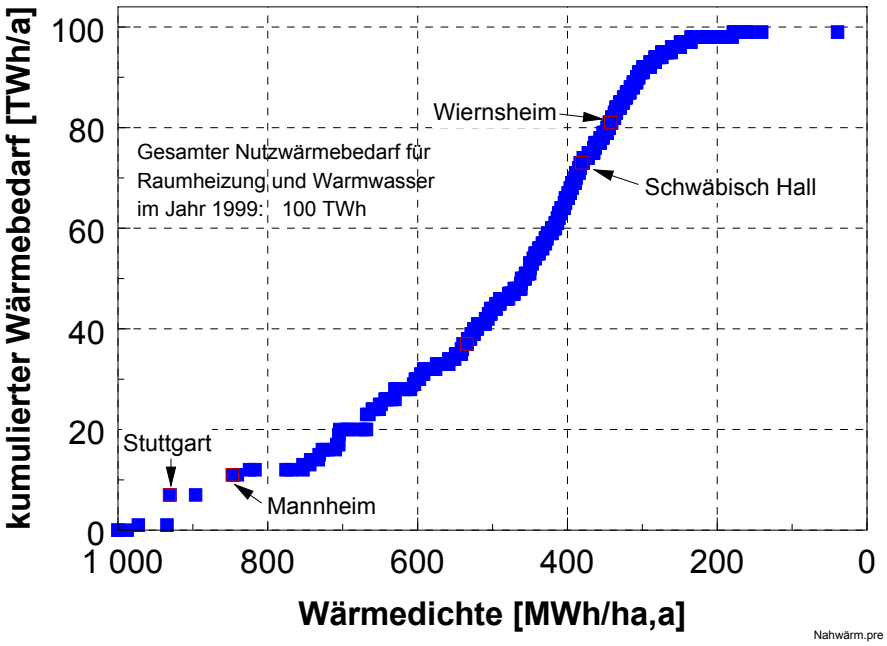


Abbildung 6.16: Kumulierter Nutzwärmebedarf für Raumheizung und Warmwasser in den Gemeinden Baden-Württembergs in Abhängigkeit von der Wärmedichte

Da bereits das Nahwärmepotenzial Wiernsheims bei über 85 % liegt und der weitaus überwiegende Teil des Wärmebedarfs Baden-Württembergs in Gemeinden anfällt, welche ungünstigere Wärmedichten als diese Gemeinde aufweisen, kann davon ausgegangen werden, dass das Potenzial der Nahwärme in Baden-Württemberg bei ca. 95 % des gesamten Wärmebedarfs für Raumwärme und Warmwasser liegt. Dieser Wert ist in guter Übereinstimmung mit anderen Untersuchungen aufgrund von Luftbildkartierungen für das Saarland [Saarland 1997], wo für Streusiedlungen, welche nicht an Nahwärme angeschlossen werden können, ein Anteil von knapp 5 % am Raumwärmebedarf aller Gebäude ermittelt wurde. Auch grundlegende Untersuchungen in Baden-Württemberg kamen für den Rhein-Neckar-Raum zu dem Ergebnis, dass durch Fernwärme bis zu 97 % des Wärmebedarfs wirtschaftlich erschlossen werden können [Winkens 1984].

Im Szenario NACHHALTIGKEIT des Jahres 2050 werden 56 % des Bedarfs an Raumwärme und Warmwasser durch Nah- oder Fernwärme abgedeckt. Dieser Wert erscheint zunächst hoch. Er entspricht jedoch nur dem Wert, der in Dänemark bereits heute annähernd erreicht ist. Und dies obwohl dort aufgrund der geringen Bevölkerungsdichte die Siedlungsstruktur sogar ungünstiger ist als in Baden-Württemberg. Dies resultiert u.a. in großen Netzlängen und den vergleichsweise hohen Netzverlusten von 20 %, welche die dänischen Energiebilanz ausweist.

Energiemix in den Nahwärmenetzen

Heutige Nah- oder Fernwärmenetze auf der Basis von KWK oder REG verfügen in fast allen Fällen über einen mit fossilen Brennstoffen befeuerten Spitzenkessel, welcher den Spitzenbedarf an kalten Wintertagen deckt. Diese Spitzenkessel sind für einige Energieträger (insbesondere bei Solarer Nahwärme und Geothermie) aus wirtschaftlichen Gründen unabdingbar. Im Szenario NACHHALTIGKEIT können zum Zeitpunkt 2050 nicht mehr alle Spitzenkessel fossil befeuert werden, da sonst das angestrebte Klimaschutzziel verfehlt würde. Als Alternative für den fossilen Brennstoff kommt hierbei praktisch nur Holz in Frage, da dieses ohne großen Aufwand lagerbar ist und außerdem die Anschaffungskosten für einen Holzkessel, dessen volle Leistung nur an wenigen Stunden des Jahres benötigt wird, sich noch im vertretbaren Rahmen halten. Dementsprechend muss bei den zukünftigen Nahwärmenetzen, deren Energieversorgung zum größeren Teil auf Solarenergie, Geothermie oder Biogas[37] beruht, die Wärme aus dem Spitzenkessel (ca. 20 %) aus Holz bereitgestellt werden.

Bei der Aufteilung des im Szenario NACHHALTIGKEIT vorgesehenen REG- Einsatzes auf die Netze ist des Weiteren zu beachten, dass solare Wärme mit Abstand am kostengünstigsten in den Sommermonaten bereitgestellt werden kann. Wo fossile Brennstoffe oder Holz verdrängt werden kann, wird daher im Sommer solare Wärme eingesetzt. Dies ist ohne aufwendige Solarspeicher bis zu einem solaren Deckungsanteil von 15 % möglich. Unsinnig wäre es dagegen, Geothermie oder Biogas in den Sommermonaten zu verdrängen, da diese Energiearten das ganze Jahr über gleichmäßig anfallen und es nicht sinnvoll ist, diese bis in den Winter zu speichern.

Tabelle 6.4 zeigt die sinnvollen Kombinationen von Energieträgern für die Bereitstellung von Wärme in den zukünftigen Nahwärmenetzen sowie die Aufteilung der Energiemengen im Szenario NACHHALTIGKEIT des Jahres 2050. In fast allen Netzen werden neben dem Hauptenergieträger als zweite Energiequelle noch Holz oder Solarkollektoren eingesetzt. Eine Ausnahme sind die Holzheiz**kraft**werke, wo auch für die Befeuerung des notwendigen Spitzenkessels Holz genutzt wird. Als Hauptenergiequelle werden Solarkollektoren nur in

[37] Biogas fällt ebenso wie Geothermie relativ gleichmäßig über das ganze Jahr verteilt an.

etwa einem Achtel der Netze eingesetzt. Ein Drittel aller Netze wird zum überwiegenden Teil aus fossiler KWK gespeist.

Tabelle 6.4: Beheizungsstruktur von Nahwärmenetzen im Jahr 2050 im Szenario NACHHALTIGKEIT (eingespeiste Wärmemengen für Raumheizung und Warmwasser)

Eingesetzte Energie:	Holz	Biogas	Kollek-toren	Geo-thermie	KWK (inkl. Spitzen-kessel)	Summe (=100%)	Wohn-/ Nutz-fläche
Beheizungsart: (Hauptenergieträger)	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	Mio. m²
Kollektoren + Holz 1)	1395		2792			4187	50
Biomasse (nur KWK-Anlagen)	5100		1275			6375	76
Biogas (KWK)	550	2198	0			2748	33
Geothermie	1438		0	5750		7188	85
Fossile KWK	0		2202		8650	10852	136
Summe [GWh]	**8482**	**2198**	**6269**	**5750**	**8650**	**31349**	**380**

1) Einschl. sonstige Biomasse, ohne KWK

Von den angegebenen Mittelwerten kann im Einzelfall durchaus abgewichen werden. Insbesondere ist dies bei der Kombination von Solarkollektoren mit Holz der Fall, welche im beliebigen Anteilen kombinierbar sind. Im Mittel beträgt hier der solare Deckungsanteil 67 %. Dies bedeutet, dass bereits saisonale Speicher notwenig sind, welche die Sommerwärme bis in den Winter speichern können. Der größte Teil der Solaren Nahwärme ist im Szenario NACHHALTIGKEIT für Neubaugebiete vorgesehen. Dort werden die Dachflächen für die Installation der notwendigen Kollektorflächen im Allgemeinen ausreichen. In Altbaugebieten müssen dagegen bei Deckungsanteilen ab ca. 45 % auch sonstige Stellflächen (Lärmschutzwände, Überdachungen von Parkplätzen...) in Anspruch genommen werden. Die in der Tabelle 6.4 getroffene Zuordnung der fossilen Spitzenkessel zu den KWK-Netzen und der Holzspitzenkessel zu den mit REG beheizten Netzen ist nicht zwingend. Sie ist aber naheliegend, da am Ort fossil befeuerter KWK-Anlagen fossile Brennstoffe ohnehin vorhanden sein müssen.

Räumliche Gliederung der Wärmeversorgung

Die verschiedenen Optionen zur Wärmeversorgung haben jeweils spezielle Eigenschaften, welche sich in der räumlichen Verteilung widerspiegeln. Die wichtigsten Kriterien, die bei der Verteilung der bis 2050 erschlossenen Einzelpotenziale beachtet wurden, sind:

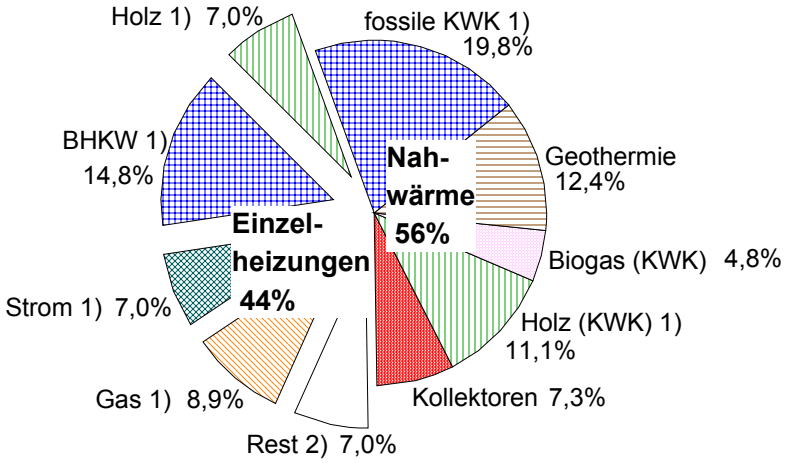
- **Nahwärme** wird besonders im Zusammenhang mit REG bevorzugt in Neubaugebieten eingesetzt. Hier ergeben sich günstige Verlegekosten für die Nahwärmeleitungen und außerdem sind die Bedingungen günstig für einen hohen anfänglichen Anschlussgrad. Für Solare Nahwärme kommt noch hinzu, dass im Vergleich zu Altbauten auf Dächern von Neubauten größere Kollektorflächen zu günstigeren Kosten installiert werden können. Wärmenetze mit KWK auf fossiler Basis befinden sich dagegen zum überwiegenden Teil im Altbaubestand, was dadurch begründet ist, dass 2/3 dieser KWK-Anlagen Gebiete versorgen, die bereits heute an die Fernwärme angeschlossen sind. Fernwärmenetze auf der Basis von KWK werden sich daher auch in Zukunft hauptsächlich in den großen Städten befinden und überwiegend große Gebäude versorgen. Die übrigen Altbaugebiete

mit Ein- und Zweifamilienhäusern sind für Nahwärme besonders schwer erschließbar. Daher werden hier Nahwärmenetze weniger stark verbreitet sein als in den meisten anderen Siedlungstypen.

- **Biomasse** (fest und gasförmig) fällt hauptsächlich im ländlichen Raum an und wird daher auch hier bevorzugt eingesetzt. Mehrfamilienhäuser sind dort eher selten. Der Anteil der mit Biomasse (Einzelheizungen und Nahwärme) beheizten Einfamilienhäuser ist daher überdurchschnittlich hoch.

- **Einzelheizungen und solare Einzelanlagen** werden bevorzugt bei vereinzelt stehenden Gebäuden, welche nicht an Nahwärme angeschlossen werden können, zu finden sein. Auch Passivhäuser werden meist mit solaren Brauchwasseranlagen (ohne Heizungsunterstützung) ausgestattet. In beiden Fällen handelt es sich überwiegend um Einfamilienhäuser.

Abbildung 6.17 zeigt die resultierende Beheizungsstruktur für das Szenario NACHHALTIGKEIT im Jahr 2050. Gegenüber heute sind die größten Unterschiede bei der stark angewachsenen Nahwärmeversorgung und der zunehmenden Bedeutung der REG – sowohl für Nahwärme als auch bei Einzelheizungen – zu finden. Gebäude mit Einzelraumbeheizung verschwinden völlig. Heizöl wird nicht mehr zur Wärmeerzeugung eingesetzt. Den geringsten Änderungen unterliegen Gebäude, welche bereits heute an die Fern- oder Nahwärme angeschlossen sind, da ggf. nur ein Brennstoffwechsel im Heizkraftwerk oder der Heizzentrale stattfindet.



100% = 688 Mio. m² Wohn- und Nutzfläche

1) Anlage mit solarer Heizungsunterstützung
2) Einzelgebäude ohne Solaranlagen

BhzgStr.pre

Abbildung 6.17: Beheizungsstruktur im Jahr 2050 nach vorwiegend genutztem Energieträger im Szenario NACHHALTIGKEIT

6.2.6 Kosten der Wärmebereitstellung und Wärmedämmung

Die Kosten, welche für die Wärmebereitstellung bzw. der Reduktion des Wärmebedarfs anfallen, können folgenden Gruppen zugeordnet werden:

- Wärmedämmung
- Kraft-Wärme-Kopplung
- Übrige rationelle Energienutzung (insbesondere Prozesswärme)
- Erneuerbare Energien

Obwohl der Schwerpunkt der vorliegenden Untersuchung im Strommarkt liegt, werden auch die Kosten der Wärmebereitstellung aus **REG** in diesem Abschnitt detailliert behandelt (vgl. auch Abschnitt 5.2).

Für den Strommarkt von größerer Bedeutung ist die **Kraft-Wärme-Kopplung**. Wie die Kostenaufteilung der KWK auf die Strom- und die Wärmeseite erfolgt, kann prinzipiell frei definiert werden. In dieser Untersuchung wurden die gesamten Investitionskosten der KWK-Anlagen der Stromseite zugeordnet und für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen stets der anlegbare Wärmepreis (z.B. einer konventionellen Gasheizung) angesetzt. Daher werden die Kosten der KWK in diesem Abschnitt nicht weiter behandelt.

Mit geringerer Auflösung als die REG-Kosten wurden die Kosten der zusätzlichen **Wärmedämmung** der Gebäude behandelt. Es werden nur die Kosten für die energetische Sanierung von Altbauten dargestellt; die Kosten für über die bestehenden Verordnungen hinausgehende Dämmung von zukünftigen Neubauten wurden nicht ermittelt. Zu deren Höhe gibt es stark differierende Untersuchungen /Feist 1997, ITW 1998/. Beim heutigen Stand der Gesetzgebung wird das (Mindest-)Maß der Wärmedämmung durch das Ordnungsrecht (Wärmeschutz-Verordnung, Energieeinspargesetz) vorgegeben, sodass wirtschaftliche Überlegungen in diesem Bereich ohnehin nur eine vergleichsweise geringe Rolle spielen.

Auch die Kosten einer **rationelleren Wärmenutzung** in Industrie und Gewerbe werden nicht explizit ermittelt. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass der größte Teil des in Kapitel 3 dargestellten Einsparpotenzials unter den angenommenen Energiepreisszenarien wirtschaftlich ist. Der Realisierung dieser Potenziale stehen Hemmnisse wie Informationsmangel und anderen sog. Transaktionskosten entgegen, deren Überwindung von den Maßnahmekosten im engeren Sinne (Investition, Betrieb) weitgehend unabhängig sind.

Abbildung 6.18 zeigt die so ermittelten Investitionskosten, welche für Maßnahmen zur Nutzung von REG und für die wärmetechnische Sanierung von Altbauten in den Szenarien TREND und NACHHALTIGKEIT anfallen.

Die größte Investitionstätigkeit fällt in beiden Szenarien in den Jahrzehnten zwischen 2020 und 2040 an. Im NACHHALTIGKEITS-Szenario werden maximal bis zu 2,8 Mrd. DM/a investiert (Zeitraum 2021–2020), davon zwei Drittel für die energetische Sanierung von **Altbauten**. Berücksichtigt sind dabei nur die Mehrkosten für die Wärmedämmungsmaßnahmen, welche im Rahmen ohnehin anstehender Sanierungen erfolgen. An den Gesamtinvestitionen für die Altbausanierung haben die Dämmmaßnahmen nur einen Anteil von etwa einem Drittel. In den letzten beiden Jahrzehnten des Betrachtungszeitraums gehen die Investitionen in Sanierungsmaßnahmen zurück, nachdem der heutige Gebäudebestand weitgehend saniert ist oder abgerissen wurde. Außerdem wird bei den Berechnungen davon ausgegangen, dass bereits einmal sanierte Bauteile nicht noch ein zweites Mal innerhalb des Betrachtungszeitraums von 50 Jahren saniert oder ersetzt werden. Für die übrigen Technologien (mit Aus-

nahme der Geothermie) wird davon ausgegangen, dass Ersatzinvestitionen spätestens nach 30 Jahren erfolgen müssen. Diese sind in den obigen Zahlenangaben bereits berücksichtigt.

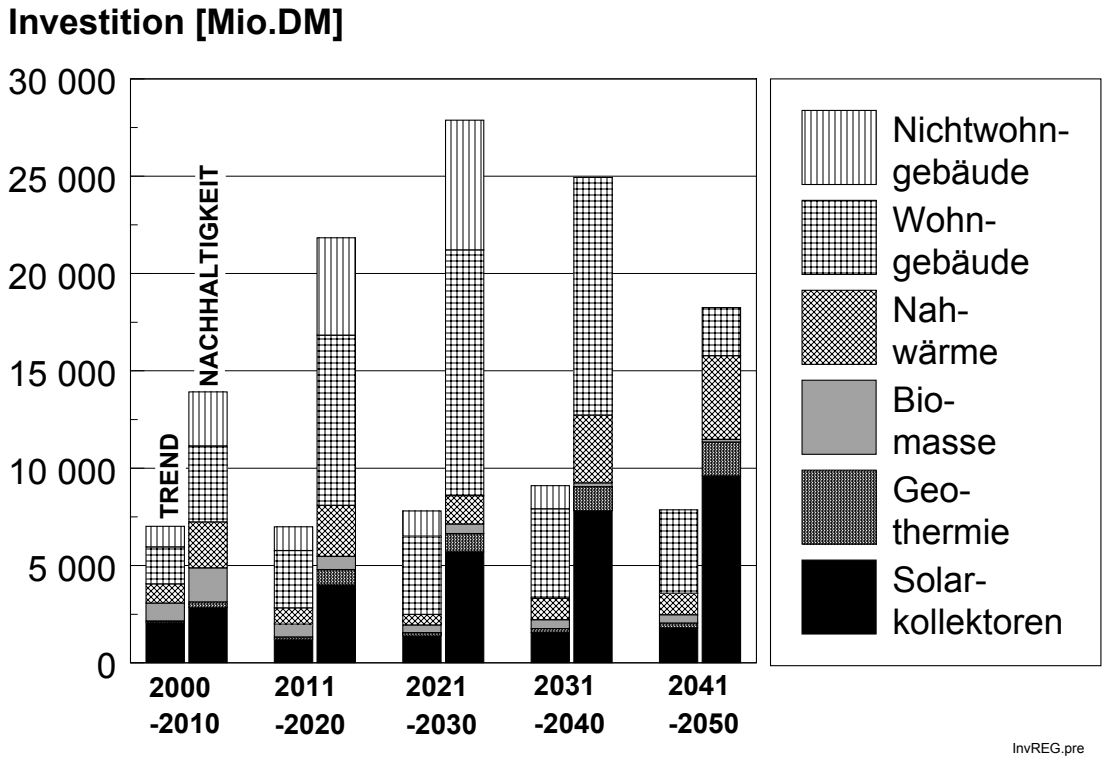


Abbildung 6.18: Investitionskosten der energetischen Sanierung von Altbauten und des Einsatzes von REG im Wärmemarkt für die Szenarien TREND und NACHHALTIGKEIT

Besonders geringe Investitionskosten ergeben sich für die Anlagen zur Wärmeerzeugung aus Biomasse (hier nur Heizkessel und reine Heizwerke). Dabei darf allerdings keinesfalls unberücksichtigt bleiben, dass hier im Unterschied zu den anderen dargestellten Technologien auch Brennstoffkosten anfallen.

Bis 2050 belaufen sich die kumulierten Investitionen für die dargestellten Maßnahmen im TREND-Szenario auf 35 Mrd. DM und im NACHHALTIGKEITS-Szenario auf 107 Mrd. DM. Als Vergleichsmaßstab kann das erforderliche Investitionsvolumen für eine komplette Erneuerung der bestehenden Heizkessel in den 2,5 Millionen Gebäuden Baden-Württembergs dienen. Hierfür sind Investitionen von ca. 40 Mrd. DM notwendig, welche zyklisch nach jeweils etwa 20 Jahren neu anfallen.

Aus den Investitionen lassen sich die Kapitalkosten berechnen. Werden noch Betriebs- und Instandhaltungskosten sowie etwaige Brennstoffkosten berücksichtigt, so ergeben sich die gesamten Jahreskosten der Investitionsmaßnahmen. Die wichtigsten hierbei berücksichtigten Randbedingungen zeigt **Tabelle 6.5**.

Tabelle 6.5: Randbedingungen für Kostenrechnungen im Wärmemarkt

Zins	6 %
Abschreibungsdauer	20 bis 30 Jahre, je nach Technik
Preis für den Brennstoff Holz	3,0 Pf/kWh$_{Hu}$
Preis für fossilen Brennstoff (Gas, obere Preisvariante)	7,8 Pf/kWh$_{Hu}$ (2000) bis 12,1 Pf/kWh$_{Hu}$ (2050), ohne MwSt.
Investitionskosten für konventionellen (Vergleichs-)Heizkessel	16.000 DM

Mit diesen wirtschaftlichen Randbedingungen lassen sich die Jahreskosten der Wärmebedarfsdeckung in den Szenarien TREND und NACHHALTIGKEIT berechnen. Den Mehrkosten für verstärkte Wärmedämmung und REG sind die Minderkosten für den geringeren Verbrauch an fossilen Brennstoffen gegenzurechnen. In beiden Szenarien ergeben sich zunächst Zusatzkosten, welche hauptsächlich aus dem in vielen Fällen heute noch nicht wirtschaftlichen Einsatz der REG-Wärmebereitstellung resultieren. Ab etwa 2030 ergibt sich in beiden Szenarien ein wirtschaftlicher Nutzen, welcher hauptsächlich aus der verstärkten Wärmedämmung resultiert.[38] Zwischen 2040 und 2050 betragen die Minderkosten im TREND-Szenario 0,65 Mrd. DM und im NACHHALTIGKEITS-Szenario 1,3 Mrd. DM. **Abbildung 6.19** zeigt die Differenzkosten zwischen diesen beiden Szenarien. Bis 2030 verursacht ein gegenüber dem Trend verstärkter Klimaschutz im Wärmebereich noch zusätzlich Kosten, danach ergeben sich – aufgrund des bis dahin steigenden Preises für fossile Brennstoffe und der Kostendegressionen bei REG-Energietechniken – bereits Einsparungen. Insbesondere die forcierte energetische Sanierung von Altbauten wirkt sich positiv aus. Der verstärkte Ausbau von Solarkollektoranlagen verursacht dagegen zusätzliche Kosten, da auch bei Gaspreisen von 12 Pf/kWh die solaren Wärmegestehungskosten im Mittel noch höher liegen. Der Zubau von Biomasseanlagen verursacht dagegen anfänglich nur geringe Kosten und ist nach 2020 kostengünstiger als das fossile Vergleichssystem. Nahwärmenetze sind nicht berücksichtigt, da davon ausgegangen werden kann, dass deren zusätzliche Kosten gegen Einsparungen beim Ersatz von alten Heizkesseln aufgerechnet werden können.

Insgesamt sind die auftretenden maximalen Differenzkosten in Höhe von rund 500 Mio. DM/a um das Jahr 2030 als eher gering einzuschätzen. Sie entsprechen etwa einem Aufschlag auf die zu diesem Zeitpunkt vorhandene Brennstoffnachfrage von 0,5 Pf/kWh bzw. 5 Pf/l Heizöläquivalent.

In noch deutlicherem Maße wie im Strommarkt zeigt sich also die längerfristige Vorteilhaftigkeit eines aktiven Umbaus der Wärmeversorgung in Richtung Ressourcenschonung und Klimaschutz. Von Bedeutung ist insbesondere, dass kostengünstige Maßnahmen, wie die wärmetechnische Sanierung von Gebäuden, mit teureren Maßnahmen, wie dem Ausbau von Kollektorsystemen, kombiniert werden sollten. Damit kann die vorübergehende volkswirtschaftliche Zusatzbelastung in tolerierbaren Grenzen gehalten werden. Ohne eine effiziente wärmetechnische Sanierung der Albauten kann z.B. eine flächenhafte Ausdehnung von Kollektoranlagen zur Raumwärmebereitstellung in diesem Bereich nicht empfohlen werden.

[38] Als Quelle für die Kosten der Altbausanierung wurde [IWU 1990] herangezogen. Aus den dort angegebenen Preisen für Endenergie, ab welchen eine Wärmedämmmaßnahme wirtschaftlich durchgeführt werden kann, folgen - nach Umrechnung auf Nutzwärme, Änderung des Zinssatzes von 4 % auf 6 % und Berücksichtigung von zwischenzeitlichen Preissteigerungen in der Höhe von 30 %-Kosten je eingesparter kWh Nutzwärme von 9,1 Pf bei einer Sanierungstiefe von 30 % und von 15,6 Pf bei einer Sanierungstiefe von 62 %. Diese Ergebnisse sind in Übereinstimmung mit einer neueren Untersuchung für eine baden-württembergische Gemeinde [Wiernsheim 1998].

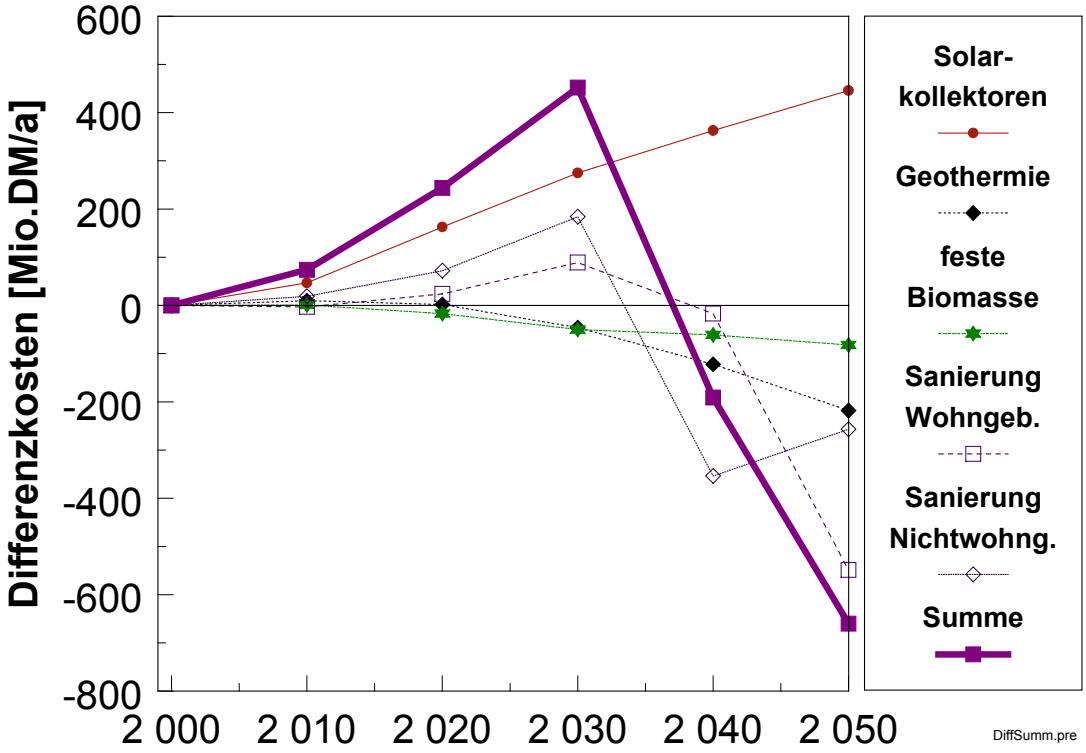


Abbildung 6.19: Differenzkosten des Umbaus des Wärmemarktes im Szenario NACHHALTIGKEIT gegenüber dem TREND-Szenario bei oberer Preisentwicklung für Brennstoffe

6.3 Die Bedeutung des Verkehrssektors für den Klimaschutz

Die verkehrsbedingten CO_2-Emissionen haben in den letzten 10 Jahren um mehr als 20 % zugenommen. Das Mobilitätswachstum ist nach wie vor ungebrochen; derzeit ist nicht ersichtlich, wie der Verkehrssektor seiner „CO_2-Reduktionspflicht“ nachkommen kann. Die in Kapitel 3 skizzierten teilweise beträchtlichen und aus technischer Sicht auch möglichen Reduktionspotenziale bei den spezifischen Verbräuchen der Fahrzeuge haben selbst im Falle des Szenarios NACHHALTIGKEIT angesichts des erwarteten Wachstums der Verkehrsleistungen nur begrenzte Wirkungen und führen erst längerfristig, d.h. bis 2050, zu einer Reduktion der CO_2-Emissionen, (**Abbildung 6.20**), die dem Niveau des Jahres 1987 entspricht. Insbesondere der stark wachsende Güterverkehr ist für dies Entwicklung verantwortlich. Mit technischen Maßnahmen allein – also einer deutlichen Verringerung des Flottenverbrauchs ohne Eingriffe in das Wachstum der Verkehrsleistungen und die Anteile der einzelnen Verkehrsträger – ist daher eine angemessene Verringerung der verkehrsbedingten CO_2-Emissionen nicht möglich. Die Größe dieser Aufgabe wird im Vergleich zum Reduktionsziel der Landesregierung sichtbar, das diese sich im Umweltplan (UP) gesetzt hat. Danach soll bereits im Jahr 2005 eine Emissionsminderung bis auf 16,5 Mio. t/a erreicht werden (10 % unter dem Wert von 1987); derzeitig liegen die Emissionen im Verkehrssektor bei 25,3 Mio. t/a.

Eine vertiefte Analyse des Verkehrssektors ist nicht Gegenstand dieser Untersuchung. Zur Illustration des großen notwendigen Handlungsbedarfs im Verkehrssektor wird in einer Variante des Szenarios NACHHALTIGKEIT von einem Emissionspfad VAR II ausgegangen, der eine „Trendumkehr“ im Verkehr einleitet und bereits bis 2010 zu einer deutlichen Reduktion der verkehrsbedingten CO_2-Emissionen auf 67 % des heutigen Niveaus (17 Mio. t/a) führt, also sich tendenziell an der Zielsetzung der Landesregierung für das Jahr 2005 orientiert. In einer Fortschreibung dieser eingeleiteten Trendumkehr bis 2050 ließe sich dann das CO_2-Emissionsniveau mit nur noch 10 Mio. t/a auf 40 % des derzeitigen Wertes (bzw. auf 55 % des Bezugswertes von 1987) reduzieren, womit der Beitrag des Verkehrs zur Reduktion von Klimagasen in den aus der Sicht des Klimaschutzes erforderliche Bereich gelangt. Der deutliche Unterschied dieses Emissionsverlaufs im Vergleich zu denjenigen der Teilszenarien in Abbildung 6.20 verdeutlicht die Schwierigkeiten, diese Trendumkehr einzuleiten.

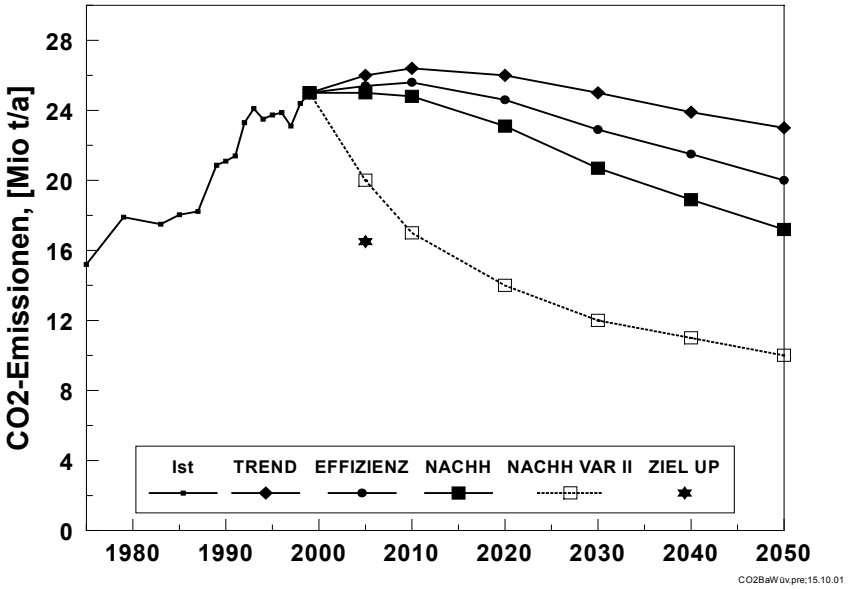


Abbildung 6.20: Verlauf der CO_2-Emissionen des Verkehrs in den Szenarien TREND, EFFIZIENZ und NACHHALTIGKEIT bis 2050, sowie in einer Variante VAR II, welche die Verwirklichung des Reduktionsziels „CO_2-Emissionen im Verkehr“ im Umweltplans BW anstrebt

7 Bilanz und Auswirkungen der Szenarien

7.1 Energiestruktur, Klimagasemissionen und ökologische Auswirkungen

7.1.1 End- und Primärenergiebilanzen

Die Auswirkungen einer weitgehend umgestalteten Stromversorgung können adäquat nur dann abgeschätzt werden, wenn zusätzlich auch die übrigen Bereiche der Energieversorgung Baden-Württembergs bilanziert wird. Das wird schon daraus ersichtlich, dass die Stromversorgung derzeit lediglich 22 % der CO_2 -Emissionen des Landes verursacht, während die Wärmeversorgung für 46 % und der Verkehr für 32 % der Emissionen verantwortlich ist. Deshalb wurde bereits bei der Ermittlung des Energieverbrauchs als auch bei seiner Deckung der Wärmemarkt mitbetrachtet und der Szenariophilosophie entsprechende Teilszenarien erarbeitet. Auch für den Verkehrsbereich sind in Kapitel 3 – wenn auch nur in kursorischer Form – Teilszenarien abgeschätzt worden, die sinngemäß dem Charakter der Szenarien TREND, EFFIZIENZ und NACHHALTIGKEIT entsprechen. Diese Ergebnisse werden, ebenso wie die Aussagen zum Wärmemarkt in die folgende Gesamtbilanzierung aufgenommen.

Die sektorale Bilanzierung (**Abbildung 7.1**) zeigt im Referenzszenario TREND (obere Grafik) das längerfristige Fortwirken gegenwärtiger Tendenzen. Die Nachfrage nach Strom steigt nach wie vor stetig, die nach Kraftstoffen bis zum Jahr 2010 um dann auf diesem Niveau zu verharren. Damit steigt auch der gesamte Endenergieverbrauch noch bis 2010 an, lediglich abgeschwächt durch Nachfrageminderungen im Wärmebereich. Langfristig stellt sich infolge einer weiteren Verringerung des Endenergiebedarfs für Wärmezwecke eine Abnahme des Endenergieverbrauchs ein, die aber mit 11 % Minderung bis 2050 relativ gering ausfällt. Da das Bruttoinlandsprodukt bis dahin um das 1,86-fache steigt, entspricht dies einer Erhöhung der Endenergieproduktivität um das 2,1-fache. Deutlich wirkt sich bereits in diesem Szenario die verbesserte Effizienz der Stromerzeugung auf die Umwandlungsverluste aus. Derzeit liegt wegen des großen Anteils der Kernenergie der mittlere thermische Wirkungsgrad der Kondensationsstromerzeugung bei rund 35 %. Er steigt wegen der Neubauten bis 2030 auf rund 45 % und bis 2050 auf 48 %. Dies allein bewirkt bei etwa gleich bleibender Kondensationsstromerzeugung in diesem Szenario eine Brennstoffeinsparung von 170 PJ/a. Weitere Effizienzsteigerungen treten – in diesem Szenario allerdings noch in relativ geringem Ausmaß – durch die Ausweitung der KWK- und REG-Stromerzeugung ein.[39] Infolgedessen sinkt der Primärenergieeinsatz mit 20 % zwischen 1999 und 2050 deutlich stärker als der Endenergieverbrauch. Die Bedarfsdeckung stützt sich in diesem Szenario sehr weitgehend auf fossile Energieträger ab (**Abbildung 7.2,** oben). Zwar geht der Mineralölverbrauch zurück, dafür steigen der Einsatz von Steinkohle und Erdgas deutlich, so dass in 2030 mit 1.300 PJ/a 17 % mehr fossile Primärenergie als heute eingesetzt wird und erst wieder in 2050 mit 1.130 PJ/a praktisch die gleiche Menge an fossiler Primärenergie benötigt wird wie heute. Ihr relativer Anteil ist aber mit 88 % höher als gegenwärtig; REG haben dagegen in 2050 erst einen Anteil von 10 % am Primärenergieverbrauch, weil ihr Wachstum nach 2010 stark zurückgeht.

---

[39] Entsprechend dem Wirkungsgradverfahren bei der Bilanzierung der Primärenergie werden für die Stromerzeugung aus Wasserkraft, Windenergie und Solarenergie keine Umwandlungsverluste bilanziert. Deren Strombeitrag ist also identisch mit dem Primärenergieeinsatz. Dies ist auch physikalisch sinnvoll, da anders als bei der Umwandlung fossiler oder nuklearer Primärenergie keine zusätzliche Wandlungsverluste auftreten, sondern lediglich Nutzenergie den bereits vorhandenen natürlichen Energieströmen entnommen werden.

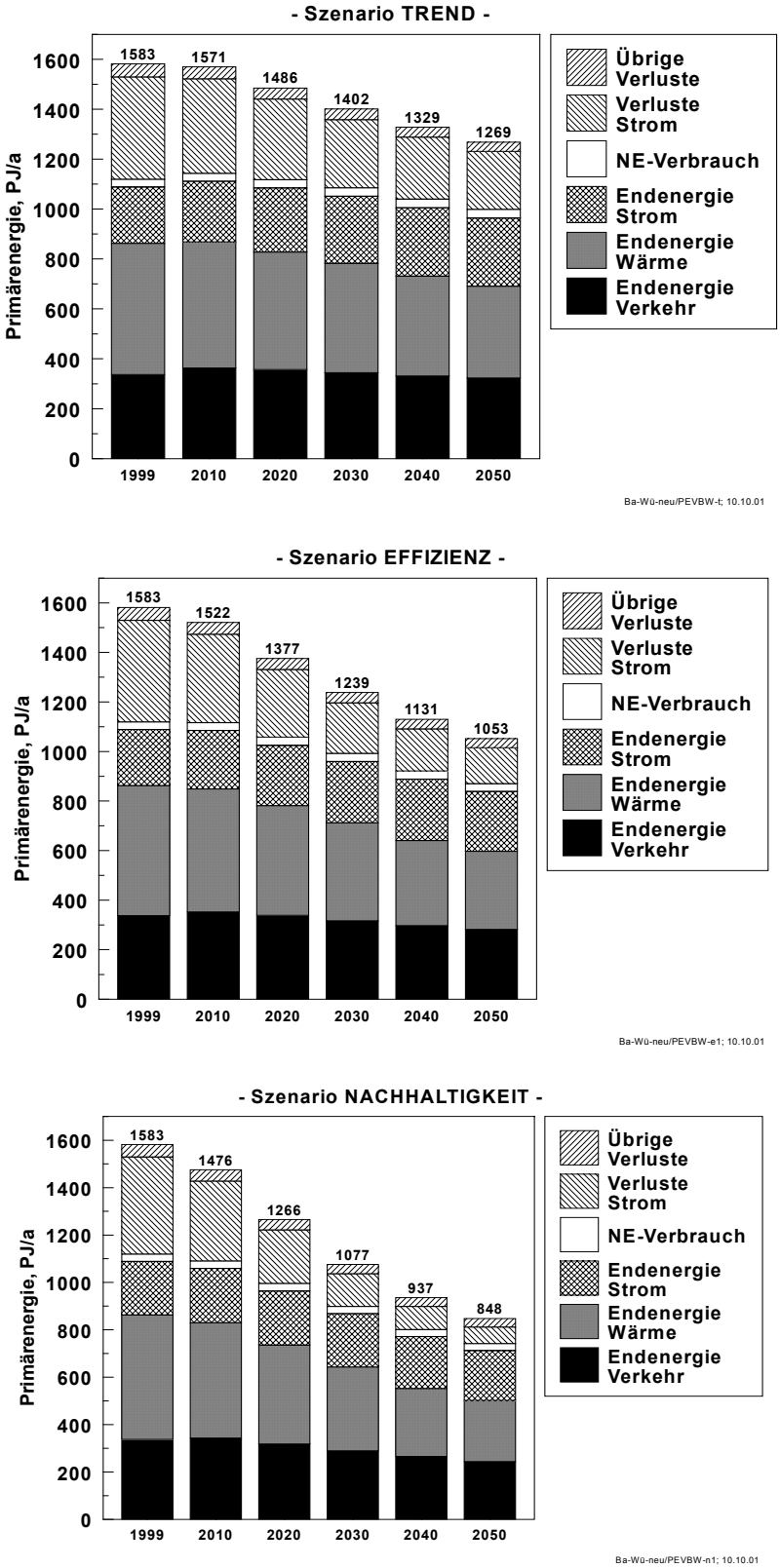


Abbildung 7.1: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in den Szenarien TREND, EFFIZIENZ und NACHHALTIGKEIT nach Endenergiesektoren, nichtenergetischen Verbrauch und Umwandlungsverlusten (Stromeinsatz für Wärme und Verkehr unter Strom bilanziert)

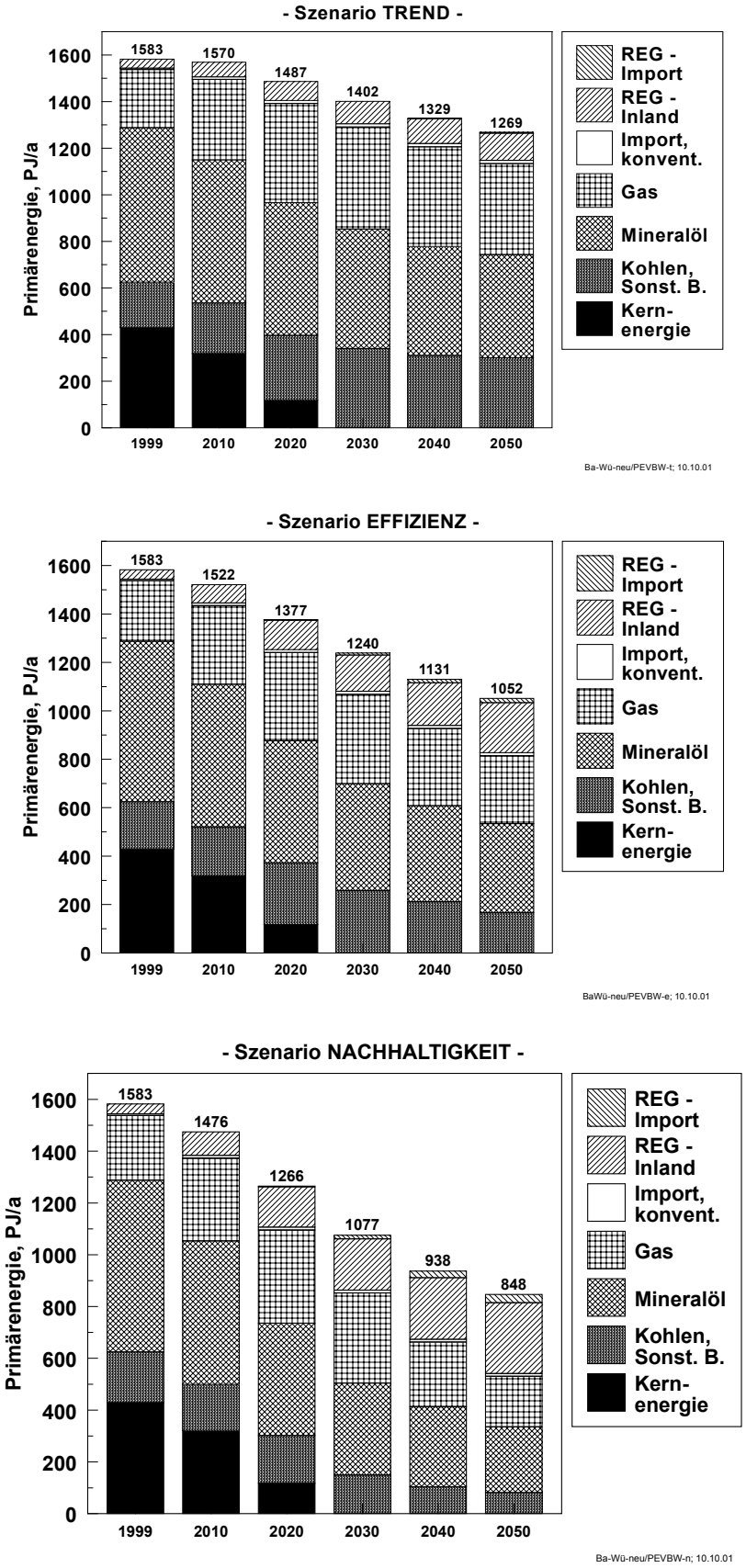


Abbildung 7.2: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in den Szenarien TREND, EFFIZIENZ und NACHHALTIGKEIT bis 2050 nach Energieträgern

Der Endenergieverbrauch im Szenario EFFIZIENZ ist bei kaum mehr steigendem Strom- und Kraftstoffverbrauch durch eine nach 2010 merkliche Abnahme des Energiebedarfs für Wärmezwecke gekennzeichnet. Der Endenergieverbrauch nimmt deshalb insgesamt stetig ab und beträgt in 2050 noch 77 % des heutigen Verbrauchs, (Abbildung 7.1, Mitte), die Endenergieproduktivität beträgt mithin das 2,4-fache des heutigen Wertes. Wegen des stärkeren Wachstums der KWK- und REG- Stromerzeugung bei etwa konstantem Strombedarf sinkt der Kondensationsstromanteil deutlich und dementsprechend – bei ähnlichem Anstieg des mittleren Wirkungsgrades wie im Szenario TREND – auch die Umwandlungsverluste. Der Primärenergieverbrauch liegt damit in diesem Szenario im Jahr 2050 mit 1.050 PJ/a um 33 % unter dem heutigen Niveau. Der Einsatz fossiler Primärenergien bleibt trotz Abbau der Kernenergie zunächst konstant um 1.120 PJ/a und sinkt nach 2030 gegenüber dem heutigen Niveau um 25 %. Fossile Energien decken damit in 2050 noch 79 % des Primärenergiebedarfs; REG haben somit gerade die 20 % -Marke überschritten (Abbildung 6.19, Mitte).

Das Szenario NACHHALTIGKEIT ist von erheblichen Veränderungen gekennzeichnet. Einem immer noch relativ moderatem Rückgang des Stromverbrauchs um knapp 7 % bis 2050 (bei 1,9-fachem Anstieg des BIP) steht ein deutlicherer Rückgang des Kraftstoffverbrauchs um insgesamt 28 % und ein starker Rückgang der Nachfrage nach Wärme um 50 % bis 2050 gegenüber. Damit ist der Endenergieverbrauch bereits um 2030 um 20 % und in 2050 um 35 % geringer als heute (Abbildung 7.1, unten). Die Endenergieproduktivität liegt mithin im Jahr 2030 um den Faktor 2,0 und im Jahr 2050 um den Faktor 2,9 höher als gegenwärtig. Sehr stark sinken die Verluste im Umwandlungssektor wegen des deutlichen Rückgangs der Kondensationsstrombereitstellung auf nur noch 20 % des heutigen Wertes bei gleichzeitig höherem thermischen Wirkungsgrad. Der gesamte Primärenergieeinsatz liegt demnach im Jahr 2030 bereits bei 68 % und erreicht in 2050 nur noch 53 % des heutigen Niveaus; die Primärenergieproduktivität im Jahr 2030 demnach beim 2,3 -fachem und beim 3,6-fachem des heutigen Wertes. Der Einsatz fossiler Primärenergie sinkt bereits nach 2010 deutlich und beträgt in 2050 mit 530 PJ/a weniger als die Hälfte des heutigen Verbrauchs; REG tragen mit einem Anteil von 36 % zu mehr als ein Drittel zum gesamten Primärenergiebedarfs bei (Abbildung 7.2, unten). Dabei nimmt der REG-Stromimport mit 4 % Anteil am gesamten Primärenergieverbrauch (bzw. 14 % des gesamten Bruttostromverbrauchs) bereits einen merklichen, jedoch nicht dominierenden Anteil ein.

7.1.2 Verlauf der gesamten CO_2-Emissionen in den Szenarien

Der Verlauf der energiebedingten CO_2-Emissionen nimmt entsprechend der erläuterten Entwicklungen in den Szenarien sehr unterschiedliche Formen an (**Abbildung 7.3**). Bis 2005 kann generell ein Absinken erreicht und damit der bisherige Trend einer stetigen Zunahme der CO_2-Emissionen umgekehrt werden. Ob jedoch das Ziel 2005 des Umweltplanes mit einer Reduktion auf „unter 70 Mio. t/a“ erreicht wird, hängt entscheidend davon ab, welche Entwicklung die Emissionen im Verkehrssektor nehmen. Nach 2005 prägen die sich unterschiedlich entwickelnden Energieverbräuche und die Art der Substitutionsstrategie für die wegfallende Kernenergie die weitere Entwicklung in den Szenarien. Im Szenario TREND bewirkt der wachsende Beitrag fossiler Energien bei nahezu konstanter CO_2-Intensität (Erdgas und Steinkohle wachsen gleichermaßen) einen Anstieg der CO_2-Emissionen auf nahezu 90 Mio. t/a in 2030. Bis 2050 kann infolge des Rückgangs des Energieverbrauchs gerade wieder das heutige Niveau erreicht werden. Eine trendorientierte Entwicklung stellt daher keine tolerierbare Entwicklung dar. Selbst wenn die Kernenergie auf dem heutigen Niveau erhalten bliebe, würde das sich einstellende CO_2-Emissionsniveau mit 56 Mio. t/a in 2050 den Zielpfad deutlich verfehlen.

Die im Szenario EFFIZIENZ ergriffenen Maßnahmen in allen drei Bereichen kompensieren im Mittel gerade den Abbau der Kernenergie. Nach 2020 führt das Szenario zu einem stetigen Sinken der Emissionen und erreicht in 2050 mit 55 Mio. t/a 70 % der heutigen CO_2-Emissionen (d.h. ebenso viel wie das Szenario TREND mit Beibehaltung der Kernenergie).

Die aus Klimasicht bis zu diesem Zeitpunkt notwendigen deutlicheren Reduktionen würden also verfehlt. Eine eher verhaltene Umorientierung der Energieversorgung, wie sie durch das Szenario EFFIZIENZ gekennzeichnet ist, führt also angesichts der auszugleichenden CO_2-Menge infolge der derzeitigen Kernenergienutzung nicht zu der gewünschten Zielsetzung einer gleichzeitig deutlichen Klimagasminderung.

Erst das Szenario NACHHALTIGKEIT erlaubt die angestrebte stetige Reduktion der CO_2-Emissionen auch bei dem vorgesehenen Abbau der Kernenergie. Die hier angenommene Kombination von verstärkter rationeller Energienutzung und gleichzeitig deutlich beschleunigtem Ausbau von KWK und REG ermöglicht diese Entwicklung. Würde z.B. bei gleicher Intensität des KWK- und REG-Ausbaus die Energieverbrauchsentwicklung des Szenarios TREND beibehalten, wäre trotz großer Anstrengungen im KWK- und REG- Bereich nur eine dem Szenario EFFIZIENZ vergleichbare Entwicklung der CO_2-Emissionen erreichbar. Im Szenario NACHHALTIGKEIT sinken dagegen die CO_2-Emissionen bis 2020 mit 64 Mio. t/a auf 82 % des heutigen Wertes, bis 2030 mit 55 Mio. t/a auf 71 % und bis 2050 mit 34,5 Mio. t/a auf 44 % und nähern sich damit deutlich dem aus der Sicht des Klimaschutzes anzustrebenden Zielpfades für BW (vgl. Abschnitt 1.2.2).

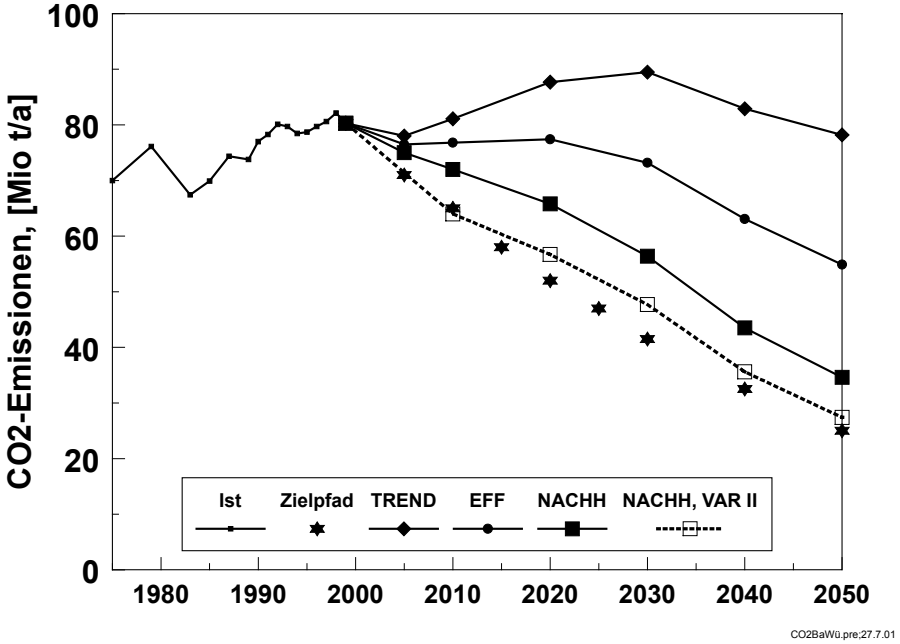


Abbildung 7.3: Verlauf der baden-württembergischen CO_2-Emissionen in den Szenarien TREND, EFFIZIENZ und NACHHALTIGKEIT bis 2050 im Vergleich zu den Zielen 2005 und 2010 des Umweltplanes BW und dem weiter anzustrebenden Zielpfad (vgl. Abbildung 1.2). VAR II des Szenarios NACHHALTIGKEIT geht von einer Erreichung des im Umweltplan festgelegten Reduktionsziels 2005 für den Verkehr aus; Ist-Werte sind temperaturbereinigt

Kombiniert man in einem weiteren Schritt die in Abschnitt 6.3 erläuterte, anzustrebende Entwicklung im Verkehrssektor mit den Teilszenarien NACHHALTIGKEIT für Strom und Wärme so ist eine Reduktion der CO_2-Emissionen in BW praktisch entlang des in Abschnitt 1.2.2 abgeleiteten Zielpfades erreichbar, (Abbildung 7.3; NACHHALTIGKEIT, VAR II). Die Beiträge der drei Verbrauchssektoren an den CO_2-Emissionen in BW sind für das Szenario

NACHHALTIGKEIT in **Abbildung 7.4** in ihrer zeitlichen Entwicklung gegenübergestellt. Für den Verkehr ist zusätzlich die obige Variante VAR II und ihre Auswirkungen auf die gesamten CO_2-Emissionen dargestellt und mit den Zielsetzungen des Umweltplans (UP) verglichen. Ersichtlich ist das sehr große Reduktionspotenzial im Wärmebereich und die Notwendigkeit im Verkehr ähnlich große Reduktionspotenziale zu mobilisieren. Insgesamt sind längerfristig große CO_2-Reduktionspotenziale vorhanden, sodass unter Einbeziehung des Verkehrs (VAR II) eine Reduktion der CO_2 –Emissionen bis 2050 auf 35 % des heutigen Wertes erreichbar sein kann.

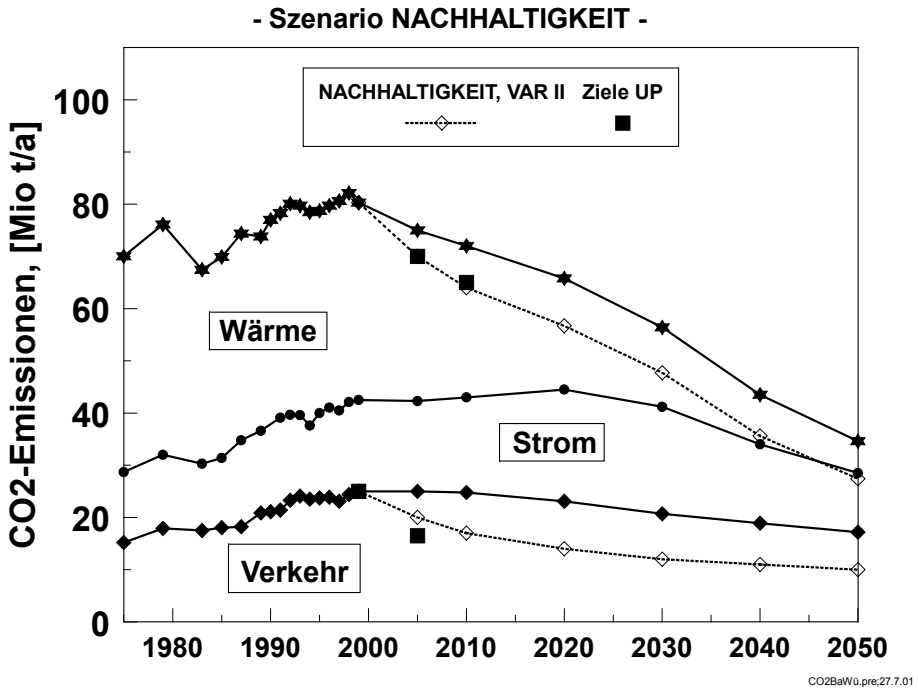


Abbildung 7.4: Zeitlicher Verlauf der CO2-Emissionen in den Verbrauchssegmenten Stromversorgung, Wärmeversorgung (ohne Anteil Strom) und Verkehr (ohne Anteil Strom) in der Vergangenheit (temperaturbereinigt) sowie im Szenario NACHHALTIGKEIT und der Variante VAR II bis 2050

Um die Bedeutung der Strategieelemente Rationellere Energienutzung, KWK und REG im Zeitverlauf zu dokumentieren, ist in **Tabelle 7.1** die CO_2-Emissionsdifferenz zwischen den Szenarien TREND und NACHHALTIGKEIT nach diesen drei Bereichen für die gesamte Energiebereitstellung aufgegliedert worden. Erkennbar ist die kurz- und mittelfristig große Bedeutung der rationelleren Energienutzung mit einem Beitrag von über 50 % an der Emissionsminderung. Danach folgt die KWK mit knapp 30 % Anteil. Im ersten Jahrzehnt trage REG mit zunächst rund 20 % noch relativ wenig zur Emissionsentlastung bei. Nach 2020 steigt der Beitrag der REG jedoch deutlich, liegt im Jahr 2040 nahezu gleichauf mit der Rationelleren Energienutzung, übertrifft diese bis 2050 und nähert sich der 50 % Marke. Der Beitrag der Rationelleren Energienutzung nähert sich dagegen allmählich einem Sättigungswert. Während also zunächst der effizientere Umgang mit Energie bei der Nutzung und Wandlung der eindeutige Motor des Klimaschutzes ist, übernimmt längerfristig der wachsende Beitrag der REG diese Funktion und kann diese prinzipiell auch nach 2050 weiter fortsetzen.

Tabelle 7.1: Beitrag der Bereiche Rationellere Energienutzung, KWK und REG zur Minderung der CO_2-Emissionen des Szenarios NACHHALTIGKEIT im Vergleich zum Szenario TREND (in Mio. t/a)

	2010	2020	2030	2040	2050
Differenz NACHH-TREND	**9,1**	**21,9**	**33,1**	**39,4**	**43,7**
Beitrag Rat. Energienutzung	4,6	11,4	16,0	17,6	18,0
Beitrag KWK	2,5	5,2	6,0	5,4	4,7
Beitrag REG	2,0	5,3	11,1	16,3	21,0

Für den Klimaschutz können aus den Szenarioergebnissen folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Damit ein wirksamer Klimaschutz, z.B. entlang des vorgeschlagenen CO_2- Reduktionspfades, überhaupt erreichbar ist, müssen in allen drei Verbrauchssektoren „Stromversorgung“, „Wärmeversorgung“ und „Verkehr“ sehr intensive Schritte in der Umgestaltung der bisherigen Energieversorgung vorgenommen werden. Den Bereichen „Verkehr“ und „Wärmeversorgung“, die derzeit den weitaus größten Beitrag (Verkehr 32 %; Wärmeversorgung 45 %) an CO_2-Emissionen verursachen, ist besondere Aufmerksamkeit zu widmen, da dort große bisher nicht mobilisierte Reduktionspotenziale vorhanden sind und – im Falle des Verkehrs – kräftige Wachstumstendenzen auftreten.

- Um dem anzustrebenden Reduktionspfad zeitgerecht folgen zu können, sind parallel Aktivitäten in den Bereichen „Rationellere Energienutzung“, „Verstärkter Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung“ und „ Wirksamer Einstieg in die Nutzung von REG“ erforderlich. Ein Segment allein reicht nicht aus, die gesamten erforderlichen Reduktionen zu erbringen. Während kurz- bis mittelfristig Rationellere Energienutzung und KWK am wirksamsten sind, kann die längerfristige Reduktionsrolle nur von den REG übernommen werden, die im Gegensatz zu den Erstgenannten keine grundsätzliche Begrenzung bei der Reduktion von CO_2-Emissionen aufweisen. Damit REG jedoch zeitgerecht (ab etwa 2020) die erforderlichen Reduktionsbeiträge erbringen können, müssen sie bereits heute substantiell mobilisiert werden.

- Die in den Bereiche „Wärmeversorgung“ und „Verkehr“ erforderlichen Anstrengungen sind unabhängig vom vereinbarten Abbau der Kernenergie zu ergreifen. Längerfristig sind sie ohnehin unabdingbar, wenn ein deutlicher Abbau der CO_2-Emissionen erreicht werden soll. Kurzfristig tragen sie erheblich dazu bei, den in der Stromerzeugung bis 2020 entstehenden Anstieg der CO_2-Emissionen infolge des Abbaus des hohen Kernenergieanteils zu kompensieren und so ein stetiges Absinken der Gesamtemissionen zu ermöglichen. Ihre CO_2-Reduktionsumfang sollte sich daher an das Szenario NACHHALTIGKEIT bzw. NACHHALTIGKEIT, VAR II anlehnen.

- Die im Umweltplan genannten kurzfristigen CO_2-Reduktionsziele für 2005 und 2010 sind nur dann erreichbar, wenn insbesondere im Verkehrsbereich sehr rasche und weitreichende Anstrengungen unternommen werden. Geht man z.B. in einer Variante des Szenarios TREND (also etwa gleichbleibende energiepolitische Eingriffstiefe) von einem konstanten Beitrag der Kernenergie bis 2010 aus, so ergäbe sich in diesem Fall ein CO_2-Emissionsniveau in 2005 von 76,5 Mio. t/a. und in 2010 von 75 Mio. t/a. Es wären also auch dann bis 2005 etwa 7 Mio. t/a und in 2010 mindestens 10 Mio. t/a CO_2-Emissionsreduktion zusätzlich aus den Bereichen „Wärmeversorgung“ und „Verkehr“ zu erbringen, wenn die Reduktionsziele des Umweltplans zeitgerecht erreicht werden sollen. Weder in der „Wärmeversorgung“, erst recht nicht im „Verkehr“ existieren jedoch zur Zeit

adäquate Instrumente, um den erforderlichen Reduktionsgradienten kurzfristig einzuleiten. Hier ist also – im Gegensatz zur Stromversorgung – dringender Handlungsbedarf gegeben.

7.1.3 Weitere ökologische Wirkungen eines forcierten Ausbaus regenerativer Energien

7.1.3.1 Nettoentlastung an Treibhausgasen beim Einsatz von REG-Anlagen

Während mit den ersten beiden Strategieelementen grundsätzlich auch eine Verminderung anderer Umweltbelastungen und der Materialintensität infolge des Minderverbrauchs von Energie verbunden ist[40], verlangt der Zubau von REG-Anlagen einen gewissen Energie- und Materialaufwand, der sich u.a. – entsprechend dem vorhandenen Mix an eingesetzten (fossilen) Energieträgern – auch in Treibhausgasemissionen für die Anlagenerstellung und den Betrieb äußert. Lässt man die Photovoltaik zunächst außer Acht, so liegen die entsprechenden Treibhausgasemissionen für Anlagen zur Stromerzeugung zwischen 10 und 30 kg (CO_2-Äquivalent)/MWh_{el}, (**Tabelle 7.2**). Am unteren Ende des Bereichs liegen Wasserkraftwerke, am oberen Ende Windkraftanlagen im Binnenland und die Biomassevergasung. Die heutige PV-Technologie verursacht mit 225 kg/MWh_{el} in Mitteleuropa noch relativ hohe Emissionen; zukünftig kann jedoch von deutlich niedrigeren Werten zwischen 50 und 100 kg/MWh_{el} ausgegangen werden. [HGF 2001; Pehnt 2000]. Es ist deshalb auch aus diesem Blickwinkel sinnvoll, dass der Beitrag der Photovoltaik in den Szenarien erst relativ langfristig eine energiewirtschaftlich relevante Größe annimmt. Wärmeerzeugende Anlagen liegen in einem ähnlichen Bereich, was ihre Herstellung betrifft. Zwischen 15 und 25 kg CO_2-Äquiv./MWh_{th} verursacht die Herstellung von Kollektorsystemen, zwischen 25 und 50 kg CO_2-Äquiv./MWh_{th} diejenigen von Biomasseheizwerken und Erdwärmeheizzentralen.

Diese Werte sind zu vergleichen mit den zu ersetzenden oder den durch den REG-Einsatz vermeidbaren Anlagen auf fossiler Basis, also Stein- oder Erdgaskraftwerke und heizöl- oder erdgasgefeuerte Heizkessel. Die resultierende Nettoentlastung ist typischerweise um 1-2 Größenordnungen höher als die durch Herstellung und Betrieb von REG-Anlagen entstehende Emissionen. Sie liegen im Fall von modernen Steinkohlekraftwerken zwischen 870 und 960 kg CO_2-Äquiv./MWh_{el} und bei Gas-GuD-Kraftwerken zwischen 300 und 400 kg CO_2-Äquiv./MWh_{el} . Etwas geringer, aber trotzdem noch sehr wirksam, ist die Entlastungsfunktion im Wärmbereich mit Werten zwischen 220 kg CO_2-Äquiv./MWh_{th} bei Ersatz von Erdgas-Brennwertkesseln und 400 kg CO_2-Äquiv./MWh_{th} beim Ersatz von Ölheizkesseln.

Die Entlastungsfunktion von REG-Anlagen ist also beträchtlich, die Belastungen durch ihre Herstellung mindern diesen Effekt nur unwesentlich. Generell wird mit sinkender CO_2-Intensität der Energieversorgung der Einfluss der Anlagenherstellung geringer.

[40] z.B. verursachen ein sehr effizienter Kühlschrank oder ein Gerät mit minimalem Stand-by-Verbrauch keinen höheren Materialeinsatz als weniger effizienten Gegenstücke); auch eine verbesserte Wärmedämmung hat (bis auf unökonomische Extremfälle) eine in dieser Hinsicht sehr gute Bilanz.

Tabelle 7.2: Treibhausgasemissionen bei Herstellung und Betrieb von REG-Anlagen zur Stromerzeugung und Nettoentlastung beim Ersatz moderner fossiler Kraftwerke (heutige Energie- und Produktionsstruktur; Werte stellen das CO_2-Äquivalent in kg/MWh$_{el}$ dar), [Pehnt 2000; HGF 2001]

Technologie bzw. Referenzanlage	Herstellung, Betrieb Bandbreite kg/MWhel	Mittelwert kg/MWhel	Nettoentlastung bei Ersatz von Steinkohle-KW 43%	Gas, GuD - KW 60%
Wasserkraft, groß	7 - 16	**10**	961	395
Wasserkraft, klein	10 - 20	**15**	956	390
Windenergie, Binnenland	20 - 40	**27**	944	378
Windenergie, Küste	16 - 25	**21**	950	384
Windenergie Offshore	10 - 18	**16**	955	389
Erdwärme, Hot Dry Rock		**ca. 20**	951	385
Biomasse - HKW/Dampf	25 - 35	**30**	941	375
- BHKW/Vergasung	25 - 35	**30**	941	375
Biogas-BHKW	<0 wg. Gutschrift	**0**	971	405
PV, Mitteleuropa				
- heute, Si	180 - 250	**225**	746	180
- Potential (Si-solargrade)	80 - 120	**100**	871	305
- optimale Dünnschicht	50 - 70	**60**	911	345
PV, Südeuropa				
- heute, Si	100 - 140	**127**	844	279
- Potential, Si	45 - 70	**56**	915	349
- optimale Dünnschicht	28 -45	**34**	937	372
Solartherm. KW, Südeuropa				
- rein solar	17 -25	**20**	951	385
- hybrid (25% Gas)	250	**250**	721	155

BaWü-neu\CO2.wk4; 25.7.00

7.1.3.2 Erforderliche Materialmengen für den Ausbau der REG-Anlagen

Unabhängig vom CO_2-Vermeidungspotenzial sind die erforderlichen Materialmengen zur Herstellung von REG-Anlagen von Bedeutung. Die für die Erzeugung 1 GWh Elektrizität erforderlichen Materialmengen sind dazu in **Tabelle 7.3** gegenübergestellt. Neben Erdgas GuD-Kraftwerken sind auch die Angaben zu anderen modernen konventionellen Kraftwerken zu finden.[ESU 1996; Hartmann 1998; Pehnt 2000; IER 2000; eigene Berechnungen]. Differenziert ist nach nichtenergetischen und energetischen Rohstoffen. REG -Technologien erfordern i.allg. eine mehrfache Menge an nichtenergetischen Rohstoffen (im Wesentlichen Anlagenbau) als konventionelle Energieanlagen, wobei sich insbesondere Photovoltaiksysteme (solargrade Si; Mitteleuropa) herausheben.

Da insbesondere im Szenario NACHHALTIGKEIT Anlagen zur Nutzung von REG in beträchtlichem Umfang genutzt werden, soll eine Abschätzung auf der Basis obiger Daten sowie weiterer Zahlenwerte für wärmeerzeugende Anlagen zeigen, wie hoch der anteilige Bedarf am Jahresverbrauch wesentlichen nichtenergetischen Rohstoffen für die im Jahr 2050 in Betrieb befindlichen REG-Anlagen ist. Rechnet man die betreffende REG-Struktur des Szenarios auf eine äquivalente Versorgung Gesamtdeutschlands um (vgl. auch „Orien-

tierungsszenario“ in [HGF 2001], so werden für Neubau und Ersatz von REG- Anlagen 5,8 % der Stahlproduktion, 7,5 % der NE-Metalle und rund 2 % der Kalksteinproduktion benötigt. Vergleichsweise werden derzeit 25 % der Stahlproduktion im Fahrzeugbau und 20 % im Baugewerbe eingesetzt, der Umsatz ist also in diesen Bereichen deutlich größer als für die Aufrechterhaltung der REG-Struktur.

Tabelle 7.3: Erforderliche Materialmengen zur Bereitstellung 1 GWh Elektrizität in modernen Kraftwerken einschließlich Energierohstoffe in kg/GWh$_{el}$ (Energierohstoffe für deutsche Versorgungsstruktur; [HGF 2001].

Kraftwerke → Materialien	Stein-Kohle 45,5 %	Braun-kohle 44 %	Erdgas, GuD 58 %	Kern-ener-gie DWR	Was-ser-kraft, 3 MW	Wind-kraft , 1,5 MW, Küste	Solar-therm. Kraft-werke	Photo-voltaik, sg-Si, Dach
Eisenerz	2.000	2.000	1.200	420	2.400	**5.200**	**3.470**	**5.200**
Bauxit	16	18	2	27	4	44	6	**2.000**
Kupfer	2	7	1	8	5	**65**	**252**	**230**
Kalkstein	7.000	20.000	6.400	800	6.000	2.490	2.100	10.000
Nickel (ab Erz)	1,4	1,1	0,4	**15,5**	0,4	0,4	0,5	**14**
Steinkohle	**501.300**	3.500	255	880	2.860	3.840	2.700	14.000
Braunkohle	5.180	**1.017.000**	300	500	2.750	5.100	745	32.900
Erdgas	1.160	800	**185.705**	1.070	730	1.560	440	5.690
Rohöl	3.760	1.200	2.220	610	580	720	1.750	4.300
Uran (ab Erz)	0,34	0,2	0,003	**26,5**	0,007	0,02	0,03	0,92

Der Bedarf an diesen Materialien muss unter verschiedenen Blickwinkeln bewertet werden. Zum einen werden die eingesetzten Rohstoffe nicht verbraucht und während des Gebrauchs nicht kontaminiert. Sie sind daher nach Abriss der Anlagen in ähnlichem Ausmaß rezyklierbar wie bei anderen Anlagen, Maschinen und Konsumgütern. Nicht oder nur wenig rezyklierbare Rohstoffe, wie Kalkstein werden bei REG-Anlagen in ähnlichem Umfang wie bei konventionellen Anlagen benötigt. Wird verstärkt eine Erhöhung der Rezyklierungsquote von Rohstoffen angestrebt, so kommt dies dem REG-Ausbau entgegen, da dessen Materialien weitgehend wieder genutzt werden können. Die im Mittel höhere Materialintensität von REG-Anlagen, verglichen mit fossil betriebenen Kraftwerken oder Heizungen ist also kein entscheidendes Hindernis für deren Ausbau; steigende Rückführquoten von Basismaterialien entschärfen diese Problematik generell. Im einzelnen zu prüfen bleibt lediglich, ob nicht teure oder seltene Materialien, wie z.B. Edelmetalle in unverhältnismäßig hohem Ausmaß benötigt werden. Dies verlangt dann, wie im Fall der Brennstoffzelle, eine besonderes Augenmerk für die Wiederverwendung der eingesetzten Materialien.

Zum andern macht erst die Gegenüberstellung dieser nichtenergetischen Materialien mit dem Verbrauch an Energierohstoffen deutlich, wo die tatsächliche Ressourcenprobleme (und damit verknüpft Emissionsprobleme) auftreten. Der Bedarf an fossilen Energieträger ist um ein bis zwei Größenordnungen höher als der an nichtenergetischen Rohstoffen. Sie werden zudem nahezu vollständig in Emissionen und Aschen umgewandelt. Demgegenüber ist der Bedarf an nichtenergetische Rohstoffen von relativ untergeordneter Bedeutung.

7.1.3.3 Flächeninanspruchnahme durch REG-Anlagen

Mit einem weitgehenden REG-Ausbau verbundene ökologische Wirkungen sind insbesondere mit der Inanspruchnahme bzw. Modifizierung von Flächen verbunden. Auch diese Inanspruchnahme soll für den Ausbauzustand 2050 des Szenarios NACHHALTIGKEIT skizziert werden. Sie ist für die Nutzung der Solarstrahlung, der Windenergie und für den Energiepflanzenanbau von Bedeutung.

An Flächen werden für Kollektoranlagen 29 km² und für Photovoltaikanlagen 25 km² benötigt. Insgesamt stehen jedoch allein auf Dächern 85 km² und an Fassaden 15 km² geeignete Flächen zur Verfügung. Hinzu kommen weitere 50 km² weitere Flächen innerhalb des Siedlungsbereichs (Überdachungen von Plätzen, Passagen, Straßen; Böschungen, Lärmschutzwände u.ä.); [Nitsch 1999]. Es werden also 37 % der möglichen Flächen zu diesem Zeitpunkt benötigt, was wiederum lediglich 1,2 % der gesamten Siedlungs- und Verkehrsfläche Baden-Württembergs darstellt. Die Flächen befinden sich vollständig innerhalb bebauter Gebiete und können bei einer entsprechend angelegten Siedlungs- und Bebauungspolitik in die Bausubstanz integriert werden.

Der Flächenbedarf für den Anbau von Energiepflanzen und Energieholz ist mit 180 000 ha[41] (1 800 km²) im Jahr 2050 deutlich größer, umfasst bei einer Aufteilung von 1 500 km² auf Energiepflanzen und 500 km² auf Energieholz jedoch lediglich 7,5 % der landwirtschaftlich genutzten Fläche und knapp 4 % der Waldfläche. Bei diesem Flächenbedarf handelt es lediglich um eine Umwidmung bzw. Modifizierung sonst anderweitig genutzter oder brach liegender Flächen, der bei entsprechenden Auflagen hinsichtlich Größe (keine Monokulturen) eher entlastende Wirkungen im Vergleich zur gegenwärtigen Nahrungsmittelproduktion bewirkt (geringerer Bedarf an Düngemitteln und Pflanzenschutzmitteln).

Eine „Beeinträchtigung“ von Flächen besteht auch durch die Nutzung der Windenergie. Im Szenario NACHHALTIGKEIT wird von einer Obergrenze von 1.400 MW Windkraft ausgegangen, was bei einer mittleren Größe von 1,5 MW je Anlage einer Zahl rund 950 Anlagen entspricht. Die direkt versiegelten Flächen (Fundamente, Zufahrten, ggf. Betriebsgebäude) sind mit rund 4 km² vernachlässigbar gering, an modifizierten Flächen (d.h. Flächen zwischen mehreren Anlagen in einem Windpark, die in ihrer sonstigen landwirtschaftlichen Nutzung jedoch nicht eingeschränkt sind) ergeben sich schätzungsweise maximal 100 km², wenn von Windparks mit 3-5 Anlagen ausgegangen wird. Dies sind 0,3 % der Landesfläche. Die Sichtbarkeit von Windkraftanlagen ist natürlich in einem größeren Ausmaß gegeben. Selbst wenn jedoch generell Windanlagen als „störende“ Objekte empfunden werden, wie es die Interpretation der Landesregierung vermuten lässt [SZ, Sept. 2001], kann angesichts der geringen Zahl von Standorten in BW (z.B. 300 Standorte bei je 3 Anlagen) nicht von einer ernsthaften Belastung des Landschaftsbildes in BW gesprochen werden. Hinzu kommt, dass ein großer Teil der Bevölkerung den Anblick von Windkraftanlagen durchaus als angenehm, zumindest nicht als störend empfindet.

Die erläuterten Flächenbeanspruchungen sind in **Abbildung 7.5**, bezogen auf die Gebietsfläche Baden-Württembergs, veranschaulicht Als Fazit kann festgestellt werden, dass die Flächeninanspruchnahme durch REG bei sorgfältiger Planung (z.B. Windvorrangflächen), in Gesamtkonzepte eingebettete Nutzung (Energiepflanzen und –holz) und eine vorausschauende Planung von Siedlungskonzepten (Dachflächen- und Fassadennutzung) weitgehend unproblematisch ist. Dies gilt in weiterem Sinne auch für andere ökologische Wirkungen,

[41] Der Wert ist bewusst eher gering angesetzt, um zukünftig Spielräume für eine Extensivierung der Landwirtschaft und den Anbau von nachwachsenden Chemie- und Technikrohstoffen nicht einzuschränken. Gegenwärtig werden in Deutschland bereits rund 680.000 ha Flächen zum Anbau nachwachsender Rohstoffe benutzt. 60 % davon allein für Raps für die Produktion von Biodiesel und Schmierstoffen.

wenn entsprechende Auflagen vorhanden sind (z.B. nur Modernisierung bestehender Wasserkraftwerke bzw. Neuerrichtung an alten Standorten; Emissionen bei der Biomassenutzung). Gemessen am ökologischen Nutzen eines weitgehenden REG-Ausbaus können die verbleibenden Beeinträchtigungen sehr gering gehalten werden. Diese Restbelastungen müssen zudem in Relation zu anderen Optionen einer zukünftigen Energiebedarfsdeckung gesehen werden.

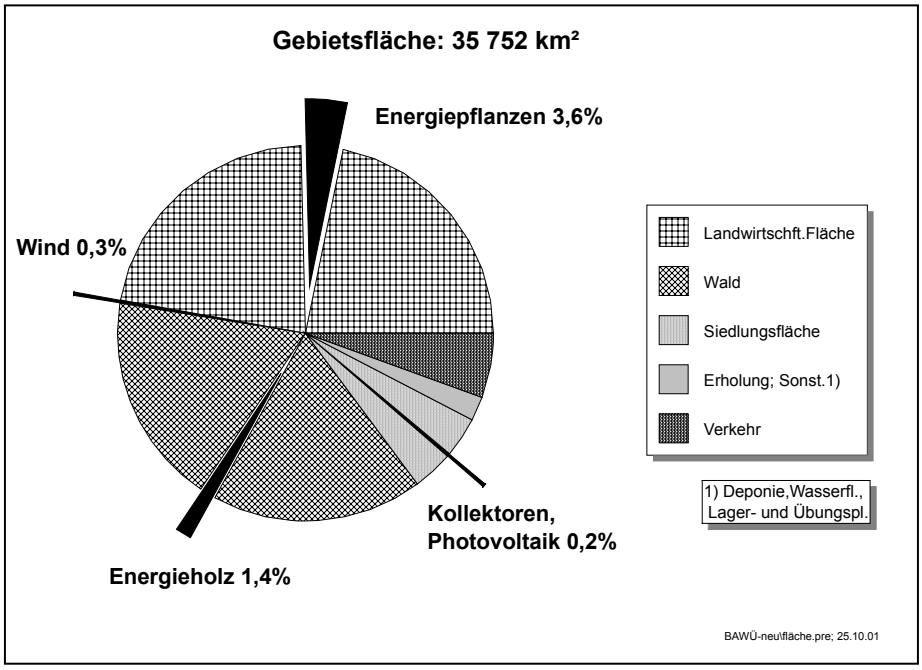


Abbildung 7.5: Flächeninanspruchnahme durch REG im Szenario NACHHALTIGKEIT im Jahr 2050 (Wind = modifizierte Fläche) bezogen auf die Gebietsflächen Baden-Württembergs

7.2 Ökonomische Wirkungen der Szenarien im Vergleich

Die verschiedenen Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich der erzeugten Strom- und Wärmemengen und der eingesetzten Technologien. Damit sind unterschiedliche Energiekosten und Investitionsvolumina verbunden, die ökonomische Effekte auslösen. Diese „traditionellen“ ökonomischen Effekte werden in Abschnitt 7.2.1 untersucht. Darüber hinaus sind industriepolitische Erwägungen in diesem Kontext von großer Bedeutung (Abschnitt 7.2.2), da die Szenarien sich vor allem in der Nachfrage nach Produkten junger und innovativer Technologiebranchen unterscheiden und hieraus sehr unterschiedliche zukünftige Wettbewerbspositionen für BW resultieren können.

7.2.1 „Traditionelle“ ökonomische Wirkungen

Die vergleichende ökonomische Bewertung wird im folgenden durch eine Gegenüberstellung des Szenarios TREND und des Szenarios NACHHALTIGKEIT vorgenommen, um die Vielfalt der möglichen Vergleiche einzuschränken. In dieser Gegenüberstellung werden alle in den

verschiedenen Szenariovarianten diskutierten wichtigen Aspekte berücksichtigt, da das Szenario NACHHALTIGKEIT in allen Bereichen des Energiesystems starke Veränderungen beschreibt und in seiner strukturellen Ausprägung deutlich vom Szenario TREND abweicht. Dabei wird auf die untere Preisentwicklung für fossile Energieträger fokussiert. Diese Variante impliziert die höchsten Opportunitätskosten der Energieeinsparung und der REG und führt mithin vermutlich zum ökonomisch ungünstigsten Resultat. Die folgenden Ergebnisse zeigen demnach eine eher vorsichtige Einschätzung des Szenario NACHHALTIGKEIT. Diesem Zweck dient auch die abschließende Diskussion einzelner Annahmen.

7.2.1.1 Überblick über gesamtwirtschaftlich bedeutsame Szenarioergebnisse im Strombereich

Die höheren Stromkosten im Szenario NACHHALTIGKEIT im Vergleich zum Szenario TREND werden in **Abbildung 7.6** dargestellt. Sie zeigt den absoluten Unterschied sowie die prozentualen Abweichungen, die für die jeweiligen Spannungsebenen unterschiedlich ausfallen. Neben Werten für die im weiteren diskutierte untere Preisvariante ist zum Vergleich auch die absolute Differenz für die obere Preisvariante angegeben. In beiden Fällen bleibt der Kostenunterschied bis ca. 2015 mit maximal 0,2 Pf/kWh gering, steigt dann in beiden Fällen auf ca. 0,9 Pf/kWh an, um sich in der unteren Preisvariante etwa auf diesem Niveau zu stabilisieren, während er in der oberen Preisvariante bis 2050 wieder auf ca. 0,2-0,3 Pf/kWh zurückgeht. Der Unterschied zwischen den beiden Preisvarianten wird demnach vornehmlich ab ca. 2030 deutlich, in beiden Preisvarianten resultiert zwischen 2015 und 2025 ein steiler Anstieg der Kostendifferenz. Sofern in dem betrachteten Zeitraum andere umweltpolitische Instrumente eingeführt werden, wie z.B. handelbare CO_2-Zertifikate und weitere Maßnahmen zur Internalisierung externer Kosten, verringern sich die Preisunterschiede deutlich. Bei voller Internalisierung der in Abschnitt 5.4.2 erläuterten externen Kosten wird die Kostendifferenz für das Szenario NACHHALTIGKEIT ab 2030 negativ; d.h. der dort angenommene Ausbau der REG ist auch energiewirtschaftlich vorteilhafter (vgl. Abbildung 6.7).

Aufgrund der großen Bedeutung von Verteilungs- und Handelskosten (s. Abschnitt 4.2 und Tabelle 6.2) ist der relative Stromkostenanstieg umso geringer je niedriger die Spannungsebene ist und je näher am Verbraucher gemessen wird. So ist in der unteren Preisvariante am Einspeisungspunkt in die Mittelspannungsebene mit einem relativen Kostenunterschied von bis zu ca. 10 % zu rechnen, für die Lieferung an Haushalte bleibt die Kostendifferenz hingegen unter 3 %. Der Verlauf für die relativen Kostenunterschiede ist ähnlich wie der für die absoluten. Damit sind in der oberen Preisvariante die relativen Abweichungen bis 2030 denen der unteren Preisvariante vergleichbar; bis 2050 werden sie auf allen Spannungsebenen unerheblich.

Aus den jeweiligen mittleren Stromkosten aller Anlagen und dem Jahresstromverbrauch lassen sich die Gesamtkosten der Strombereitstellung sowie die Differenzkosten zwischen den Szenarien ermitteln. Zusatzkosten für die zusätzlichen Einsparmaßnehmen beim Strom im Szenario NACHHALTIGKEIT sind entsprechend den Angaben in Kapitel 3 veranschlagt. Die kumulierten Kosten der Strombereitstellung (bis Übergang zur Mittelspannung) im Szenario TREND zwischen 2000 und 2050 belaufen sich in bei Zugrundelegung der unterer Variante für die Energiepreisentwicklung auf 341 Mrd. DM (unter Verwendung einer Diskontrate von 4 %/a erhält man einen Gegenwartswert von 131 Mrd. DM). Der Gesamtumsatz des in diesem Zeitraum verkauften Stroms beläuft sich auf insgesamt 675 Mrd. DM, liegt also im Jahresmittel bei etwa 13,2 Mrd. DM/a. Das Szenario NACHHALTIGKEIT verursacht um **72 Mrd. DM** höhere Gesamtkosten **(der Gegenwartswert beläuft sich auf 22 Mrd. DM)**. Damit verursacht die Stromversorgung des Szenarios NACHHALTIGKEIT über den gesamten Betrachtungszeitraum rund 10 % mehr Kosten als diejenige des Szenarios TREND bei allerdings deutlichen Erfolgen im Bereich des Klimaschutzes.

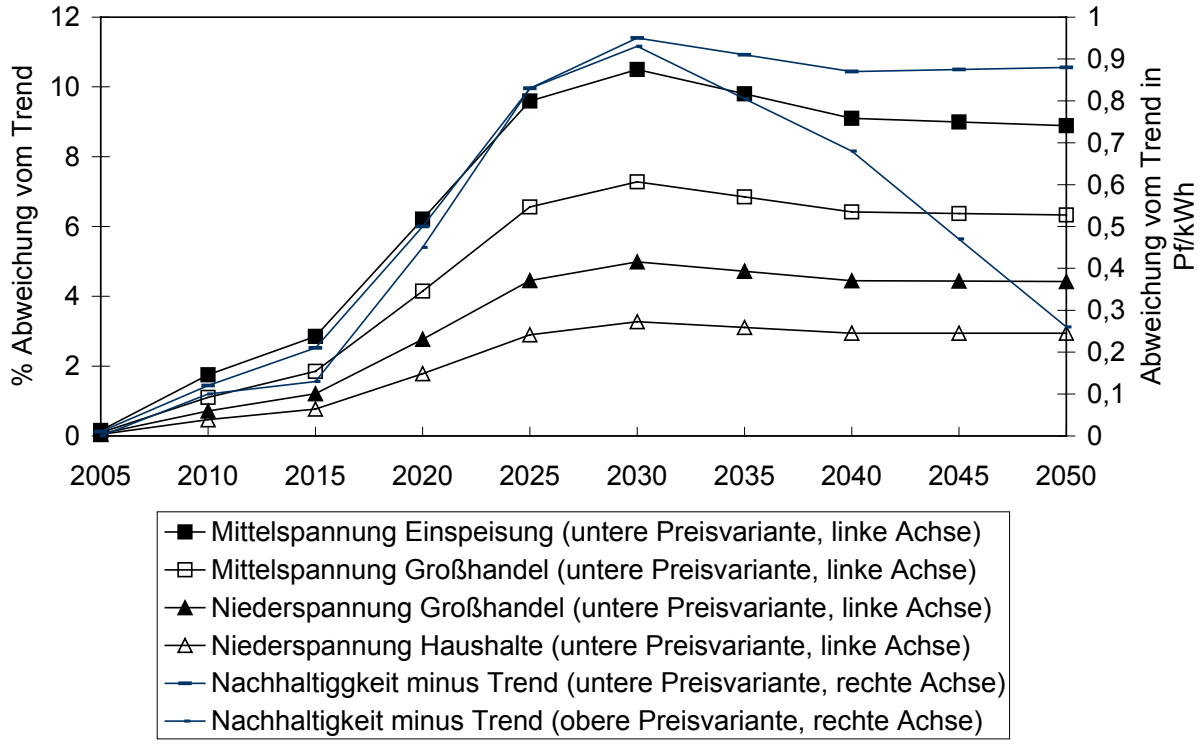


Abbildung 7.6: Relative Abweichung der Stromkosten des Szenarios NACHHALTIGKEIT von denen des Szenarios TREND für die untere Energiepreisvariante; absolute Abweichung für beide Preisvarianten

Dies bedeutet, dass in der unteren Variante für die Preisentwicklung fossiler Energieträger – also aus der Sicht des angestrebten Umbaus in Richtung Nachhaltigkeit der ungünstigste Fall – sämtliche zusätzliche Maßnahmen der Stromeinsparung sowie des KWK- und REG-Ausbaus im Szenario NACHHALTIGKEIT im Vergleich zu TREND bis 2050 aus einem real mit 4 %/a verzinsten Fonds bezahlt werden könnten, der gegenwärtig ca. 22 Mrd. DM enthält und bis 2050 abgebaut wird. Diese zusätzlichen Kosten werden realistischerweise zeitnah über entsprechende Instrumente; wie das EEG oder eine Quotenregelung zur Förderung von REG-Strom und kurzfristig auch KWK-Strom, aufgebracht. Der zeitliche Verlauf der Differenzkosten entspricht im Wesentlichen denjenigen der spezifischen Stromkosten in Abbildung 7.6.

Trifft die obere Preisentwicklung ein, so „kostet“ die Strombereitstellung im Szenario TREND zwischen 2000 und 2050 insgesamt 378 Mrd. DM (Gegenwartswert: 143 Mrd. DM); der kumulierte Gesamtumsatz des verkauften Strom steigt ebenfalls auf insgesamt 710 Mrd. DM. Der resultierende Wert für die Differenzkosten des Szenarios NACHHALTIGKEIT beläuft sich auf 55 Mrd. DM (Diskontrate 4 %/a: 16 Mrd. DM). Bei dieser Preisentwicklung ist das Szenario NACHHALTIGKEIT also nur noch um knapp 8 % „teurer“ als das Szenario TREND. Wichtiger als der absolute Unterschied zwischen diesen Varianten ist die Tatsache, dass sich die aktuellen Differenzkosten der beiden Szenarien bei der oberen Preisvariante in 2050 wieder der Nulllinie nähern. Sobald die aktuellen Differenzkosten negativ werden, wird das aus klimapolitischer Sicht günstige Szenario NACHHALTIGKEIT auch ökonomisch vorteilhafter als das Szenario TREND. Für die Variante „Externe Kosten“ gilt dies bereits im Zeitraum bis 2050. Die bis 2050 kumulierten Kosten des Szenarios NACHHALTIGKEIT im Vergleich zu TREND sind mit kumulierten Differenzkosten von rund 2 Mrd. DM praktisch

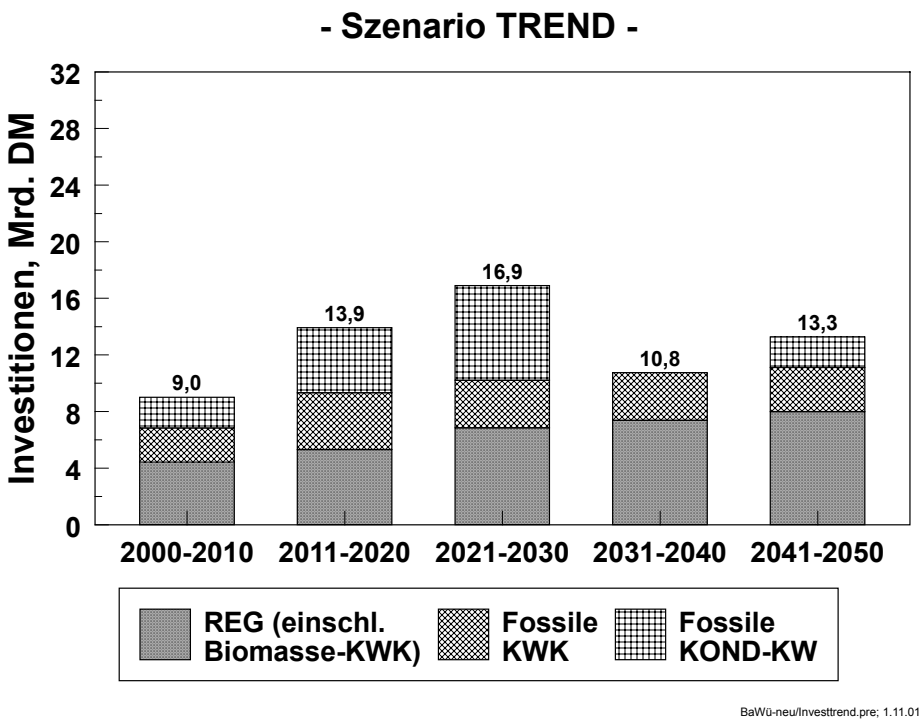
ausgeglichen. Da diese externen Kosten anderweitig anfallen, also von der Gesellschaft innerhalb der nächsten 50 Jahre auch getragen werden müssen, stellt die Umsetzung des Szenarios NACHHALTIGKEIT letztlich die volkswirtschaftlich günstigere Strategie dar; bei insgesamt natürlich höherem Kostenniveau. Sichtbar wird dies jedoch erst, wenn diese externen Kosten in der betriebswirtschaftlichen Kalkulation der Investoren und Verbraucher auftauchen.

Der Grund für die höheren Stromkosten im Szenario NACHHALTIGKEIT sind die höheren Investitionen, die durch die verringerten Brennstoffkosten (auf der Basis der beiden angenommenen Preisvarianten) und sonstigen Betriebskosten nicht komplett kompensiert werden. Abbildung 7.7 zeigt für jedes Jahrzehnt bis 2050 die Investitionen für die Strombereitstellung in den beiden Szenarien sowie deren Differenz. Dabei wird zwischen REG-Anlagen (einschl. KWK mit Biomasse), fossiler KWK und Kondensationskraftwerken unterschieden. Die Nutzungsdauern der Anlagen liegen bei REG –Anlagen zwischen 15 und 30 a, bei fossilen KWK-Anlagen bei 15a, für Kondensationskraftwerke wurde von 40 a ausgegangen. Für das Szenario TREND **(Abbildung 7.7a)** ist der zeitliche Ablauf mit den größten Investitionssummen von 17 Mrd. DM je Jahrzehnt zwischen 2021 und 2030, in dem der größte Teil der bestehenden Kraftwerke zu ersetzen ist, ersichtlich. Der KWK-Markt bleibt mit 300-400 Mio. DM/a über den ganzen Zeitraum relativ klein, auch das Marktvolumen der REG wächst nur langsam und bleibt deutlich unter der 1 Mrd. DM/a – Marke. Das kumulierte Investitionsvolumen im Zeitraum 2000-2050 beläuft sich auf 64 Mrd. DM, davon 32 Mrd. DM für REG und 16 Mrd. DM für die fossile KWK. Durch den schnelleren Ausbau von KWK- und REG-Technologien erreicht das Szenario NACHHALTIGKEIT **(Abbildung 7.7b)** bereits in der Periode 2011-2020 ein hohes Niveau der Investitionen mit 28 Mrd. DM je Jahrzehnt, welches bis 2050 in diesem Bereich bleibt. Das kumulierte Investitionsvolumen im Zeitraum 2000-2050 ist mit 128 Mrd. DM doppelt so hoch wie im Szenario TREND; dasjenige der fossilen KWK mit 40 Mrd. DM und dasjenige der REG mit 82 Mrd. DM um das 2,5-fache höher. Die Investitionen in reine Kondensations-Kraftwerke sind mit insgesamt 6 Mrd. DM über den gesamten Zeitraum in diesem Szenario somit sehr gering.

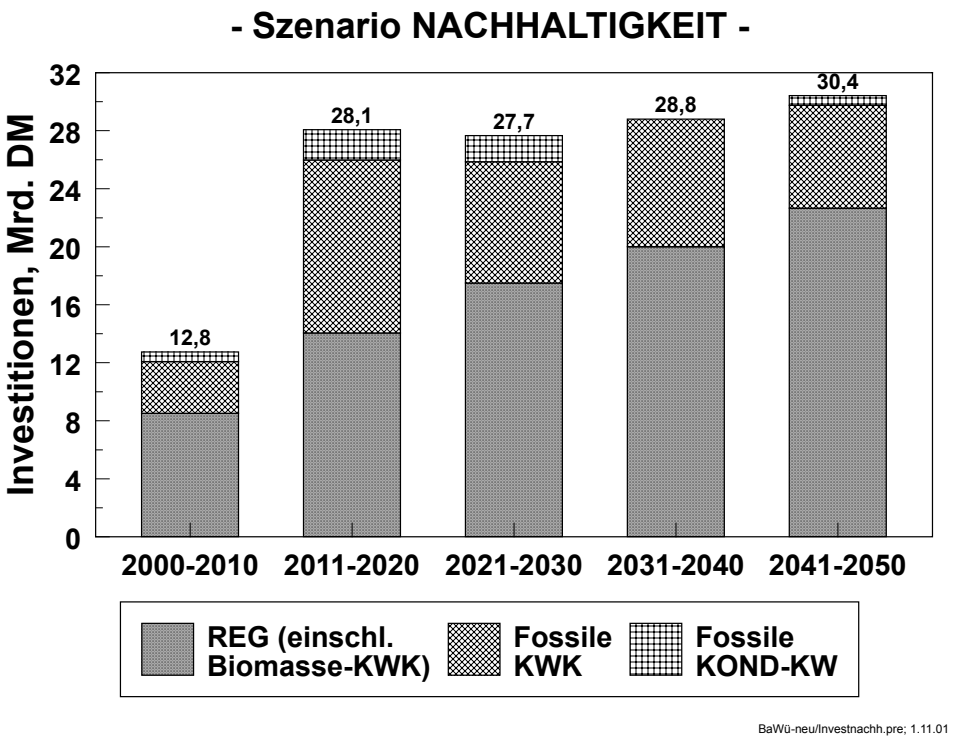
Die Differenz der Investitionen im Bereich der Strombereitstellung der beiden Szenarien in **Abbildung 7.7c)** verdeutlicht u.a., dass beim Ersatz bestehender Kraftwerksleistung die KWK insbesondere in dem durch einen hohen Zubau gekennzeichneten Zeitabschnitt von 2010 bis 2020 eine wichtige Rolle spielt[42] und auch danach für einen deutlichen Rückgang der Investitionen in Kondensationskraftwerke sorgt. Der REG-Markt wächst kräftig, ab 2030 werden ständig mehr als 2 Mrd. DM/a in REG–Anlagen investiert. Die zusätzlichen Gesamtinvestitionen im Szenario NACHHALTIGKEIT betragen im Jahrzehnt bis 2010 zunächst nur knapp 4 Mrd. DM, sie erhöhen sich danach deutlich auf 14 Mrd. DM, um in den letzten beiden Jahrzehnten schließlich nochmals auf 17–18 Mrd. anzusteigen. Die Auswirkungen der Investitionen sowie der Kostendifferenzen bei den Stromgestehungskosten sind – neben weiteren, geringfügigeren Effekten – nun auf ihre weiteren ökonomischen Auswirkungen zu untersuchen. Dabei werden auch die hier nicht erläuterten Investitionen im Wärmebereich berücksichtigt, sowie näherungsweise auch die Auswirkungen der verstärkten Investitionen in Einspartechnologien im Szenario NACHHALTIGKEIT.

[42] Ein nicht unbeträchtlicher Teil der KWK-Investitionen, nämlich die Biomasse-KWK ist unter REG subsummiert (vgl. z.B. Abbildung 5.24)

a)


- Szenario TREND -
Investitionen, Mrd. DM
32
28
24
20
16
12
8
4
0
9,0
13,9
16,9
10,8
13,3
2000-2010
2011-2020
2021-2030
2031-2040
2041-2050
REG (einschl. Biomasse-KWK)
Fossile KWK
Fossile KOND-KW
BaWü-neu/Investtrend.pre; 1.11.01

b)


- Szenario NACHHALTIGKEIT -
Investitionen, Mrd. DM
32
28
24
20
16
12
8
4
0
12,8
28,1
27,7
28,8
30,4
2000-2010
2011-2020
2021-2030
2031-2040
2041-2050
REG (einschl. Biomasse-KWK)
Fossile KWK
Fossile KOND-KW
BaWü-neu/Investnachh.pre; 1.11.01

c)

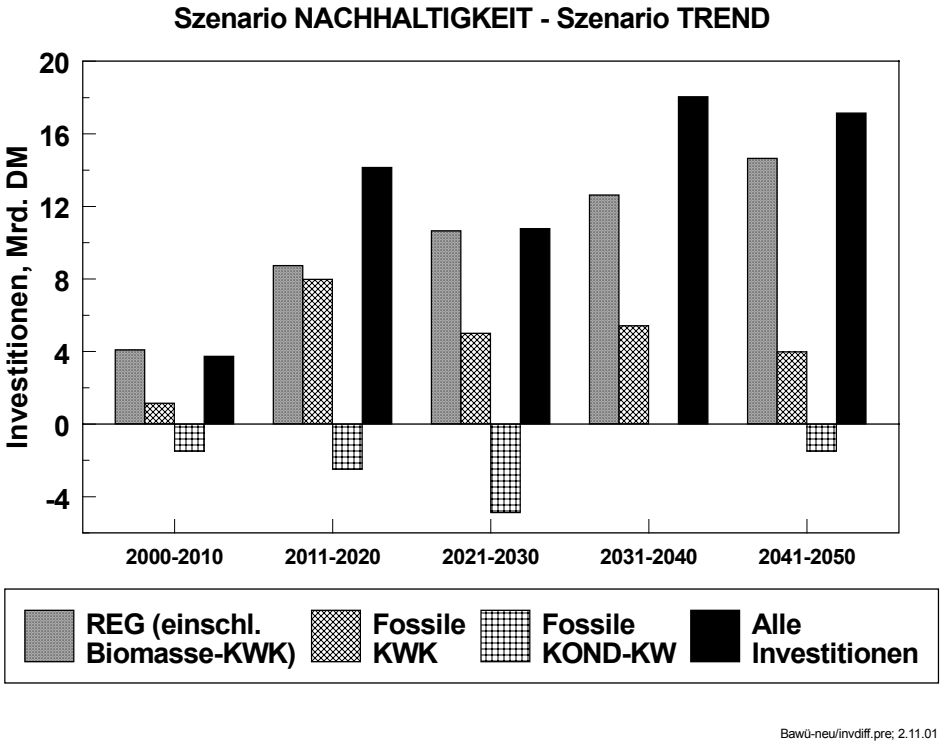


Abbildung 7.7: **a) Investitionen in die Stromversorgung im Szenario TREND in den jeweiligen Jahrzehnten nach Anlagenkategorien REG, KWK und Kondensations-Kraftwerken**
b) Investitionen in die Stromversorgung im Szenario NACHHALTIGKEIT in den jeweiligen Jahrzehnten nach Anlagenkategorien REG, KWK und Kondensations-Kraftwerken
c) Differenz der Investitionen in die Stromversorgung in den jeweiligen Jahrzehnten (Szenario NACHHALTIGKEIT abzüglich Szenario TREND)

7.2.1.2 Wirkung auf die Indikatoren Wertschöpfung und Erwerbstätigkeit

Methodik und Annahmen

Auf Grundlage der dargestellten Kosten- und Investitionsunterschiede im Strom- und Wärmebereich lassen sich die Abweichungen der ökonomischen Indikatoren „Erwerbstätigkeit“ und „Wertschöpfung“ zwischen den Szenarien NACHHALTIGKEIT und TREND ermitteln. Dafür wird das statische offenen Mengenmodell der Input-Output-Analyse verwendet. In dieses Modell werden die aus den Szenarien NACHHALTIGKEIT und TREND ersichtlichen Differenzen implementiert und die durch diese Änderungen induzierte Beschäftigungseffekte in Jahresschritten über die gesamte Vorleistungskette errechnet[43]. Als Datenbasis dient die

[43] Die hiermit angenommene flexible Anpassung der Produktionsmengen führt insbesondere dazu, dass kurzfristige Schwankungen überzeichnet werden. Sie können z.B. durch Bestandsveränderungen des Lagers gedämpft werden.

Input-Output-Tabelle für Deutschland [Stat. BA. 2000], die auf BW skaliert und deren Energiesektor aufgespalten wurde. Im Zeitablauf wurde zusätzlich die Arbeitsproduktivität erhöht.

Die Wahl der Methodik ist von regionalökonomischen Besonderheiten bestimmt. Zum einen kann BW als „kleines Land“ angesehen werden; d.h. Preise und Zinsen können für BW als gegeben angenommen werden, wobei Preiseffekte der schwierig abzugrenzenden nichthandelbaren Güter vernachlässigt werden. Diese Annahme wird zusätzlich durch die betrachteten kleinen gesamtwirtschaftlich Unterschiede gestützt. Das bedeutet, dass – bei entsprechender Finanzierungsart – nur Mengenreaktionen auftreten und im Vergleich von NACHHALTIGKEIT und TREND das Verhältnis von Inputs zu Output in jedem Produktionsbereich gleich bleibt und sich die Faktorpreise (z.B. Lohnsatz) nicht ändern (s. z.B. [Markusen u.a. 1995, 118ff].; [Dixit/Norman 1998, S.56ff.]). Bei der weiteren Ausgestaltung ist zu beachten, dass ein einzelnes Bundesland in besonderem Ausmaß mit anderen Bundesländer verbunden ist, so ist z.B. die Arbeitsmobilität innerhalb Deutschlands wesentlichen höher als über Staatsgrenzen hinweg und die entstandenen Einkommen gehen in stärkerem Maße an Gebietsfremde. Hierbei ist auch an die beträchtlichen Finanzströme zwischen den Gebietskörperschaften zu denken. Zu diesen vielfältigen Interdependenzen existieren kaum Daten, so dass eine Vielzahl von Parametern geschätzt werden müssten. Eine Einschätzung der Ergebnisse erfordert dann umfangreiche Sensitivitätsanalysen, die in diesem Projekt nicht durchgeführt werden können. Um die Ergebnisse nicht von wenig nachvollziehbaren Einschätzungen abhängig zu machen, wurden diese Effekte nicht modelliert. Vielmehr wurden hier einfache, aber eher ungünstige Annahmen getroffen; z.B. wurde angenommen, dass Effekte zweiter Ordnung aus der erhöhten Wertschöpfung über zusätzliche Konsum und Investitionen (Multiplikator-Akzelerator-Effekte) interregional diffundieren und daher nicht auftreten[44].

Überblick über die einzelnen Wirkungen

Die wesentlichen ökonomischen Unterschiede zwischen den Szenarien NACHHALTIGKEIT und TREND können folgendermaßen aufgeteilt werden:

1. In NACHHALTIGKEIT sind die Investitionen für die Strom- und Wärmeerzeugung sowie die Energieeinsparung über den gesamten Zeitraum größer als in TREND. Diese relative Nachfrageerhöhung erhöht die Beschäftigung und Wertschöpfung (im weiteren: „höhere Investitionen“).

2. Die Investitionen gehen teilweise (insbesondere im REG-Bereich) mit höheren Stromgestehungskosten einher, die von Privatpersonen getragen werden müssen. Die Kostenerhöhung in NACHHALTIGKEIT führt im Vergleich zu TREND zu einer relativen Verringerung der Nachfrage und damit einer Verringerung der Beschäftigung und Wertschöpfung (im weiteren: „Budgeteffekt“).

3. In NACHHALTIGKEIT werden im Vergleich zu TREND weniger Brennstoffe benötigt und damit nach BW importiert. Dadurch steigt die Nachfrage in BW und damit die Wertschöpfung und Beschäftigung (im weiteren: „Brennstoffsubstitution“).

4. In NACHHALTIGKEIT wird mehr Strom – insbesondere REG-Strom – importiert. Dadurch sinkt die Nachfrage in BW, was zu einer geringeren Wertschöpfung und Beschäftigung führt (im weiteren: „Stromimport“).

---

[44] Zu einer Gesamtdiskussion s. [Armstrong/Taylor 2000], Kapitel 1 u. 2. Die verwendete Methodik entspricht Pfaffenberger, 1998. Mit Multiplikator-Akzelerator-Effekten wäre der im folgenden dargestellte Gesamteffekt jeweils mit ca. 1,1 bis 1,5 zu multiplizieren. Ein entsprechendes Modell für Deutschland wird in [Ziegelmann u.a. 2000] beschrieben.

Aus diesen vier Effekten resultiert eine Gesamtwirkung hinsichtlich der Indikatoren „Wertschöpfung“ und „Erwerbstätigkeit“, die für die untere Preisvariante ermittelt wurde. Dieser Gesamteffekt sowie die Einzeleffekte – jeweils als Differenz „NACHHALTIGKEIT minus TREND“ – sind in den **Abbildung 7.8 und Abbildung 7.9** ersichtlich. Dabei gibt Abbildung 7.8 die Veränderung der Bruttowertschöpfung an; sie entspricht dem Teil der Gesamtnachfrageveränderung der letztlich auf BW entfällt. Die entsprechenden Veränderungen der Erwerbstätigkeit sind in Abbildung 7.9 zu finden; beim Übergang von letzterer zu Wertschöpfung ist zu jedem Zeitpunkt die unterschiedliche Arbeitsproduktivität in den einzelnen Sektoren sowie die Erhöhung der Arbeitsproduktivität im Zeitverlauf berücksichtigt. Die besonders ab 2030 im Vergleich der Abbildungen ersichtlichen Unterschiede in den Steigungen resultieren aus der Zunahme der Arbeitsproduktivität. Für einzelne Jahre erkennbare Unterschiede resultieren aus den etwas unterschiedlichen Arbeitsproduktivitäten der betroffenen Sektoren. Der Verlauf ist jedoch hinreichend ähnlich, um es bei der näheren Erläuterung einer der beiden Abbildungen – nämlich der Bruttowertschöpfung (Abbildung 7.8) – bewenden zu lassen.

Insgesamt übersteigt die Bruttowertschöpfung im Szenario NACHHALTIGKEIT diejenige des Szenarios TREND. Dabei ist eine wellenförmige Bewegung mit einem eindeutigen Maximum um 2013 zu erkennen: Bis ca. 2013 erhöht sich die Gesamtdifferenz auf ca. 1,8 Mrd. DM, fällt bis 2030 auf ca. 1 Mrd. DM ab, um dann vorübergehend bis 2040 auf ca. 1,5 Mrd. DM anzusteigen. Der positive Effekte der Brennstoffsubstitution nimmt aufgrund des steigenden Anteils von REG-Technologien dabei kontinuierlich zu, bis in 2050 gut 900 Mio. DM/a erreicht sind. Für die Abnahme des Gesamteffekts um 2020 spielt der einsetzende REG-Stromimport und im weiteren Verlauf etwa mit knapp 200 Mio. DM/a konstant bleibende Effekt zwar eine gewisse Rolle, von deutlich größerer Bedeutung ist jedoch der Budgeteffekt, der eine Minderung der BWS von bis zu 1,5 Mrd. DM/a bewirkt. Der durch Unterschiede der jährliche Investitionen ausgelöste Effekt steigt bis 2020 auf ca. 2,5 Mrd. DM/a an und geht bis 2030 allmählich auf ca. 2 Mrd. DM zurück und bleibt nach einem vorübergehenden Anstieg auf ca. 2,4 Mrd. DM um 2040 auf diesem Niveau. Diese Entwicklung des Investitionseffekts entsteht durch eine kontinuierliche Zunahme der zusätzlichen REG und KWK-Investitionen, wobei letztere nach den hohen Werten im Zeitabschnitt 2011 bis 2020 jedoch wieder etwas zurückgehen, was die Abflachung nach 2020 erklärt.

Das Muster des Gesamteffekts wird schließlich durch die kontinuierliche betragsmäßige Zunahme des Budgeteffekts bis 2030 auf ca. 1,4 Mrd. DM erklärt, der im weiteren Verlauf bis 2050 nur noch moderat auf betragsmäßig ca. 1,5 Mrd. DM ansteigt. Die im Vergleich zu „höhere Investitionen“ sich ergebende geringere betragsmäßige Steigung entspricht gedanklich einer Finanzierung auf Kredit. Ein derartiger Effekt wird z.B. über eine erhöhte Vergütung des Stroms aus REG-Technologien erreicht, da die Zusatzkosten der Investitionen erst nach der Investitionstätigkeit wirksam werden. Dieses allmähliche Auflaufen der Zusatzkosten bestimmt anfänglich die Entwicklung. Deren Anstieg wird schließlich durch steigende Preise fossiler Brennstoffe sowie der Verringerung von Kosten der REG-Technologien gebremst und von der Zunahme der Investitionsdifferenz entkoppelt[45]. Während also in der ersten Phase – bis ca. 2020 – der Gesamteffekt vor allem durch die zeitliche Verschiebung von Investitions- und Budgeteffekt geprägt ist, treten später andere Effekte in den Vordergrund – wie die Brennstoffsubstitution – die einen langfristigen positiven, wenn auch moderaten Effekt von NACHHALTIGKEIT erwarten lassen.

[45] Bei stärkerer Steigung der Brennstoffkosten sinkt der Budgeteffekt in den späteren Jahrzehnten betragsmäßig (s. Abschnitt 7.2.1.3).

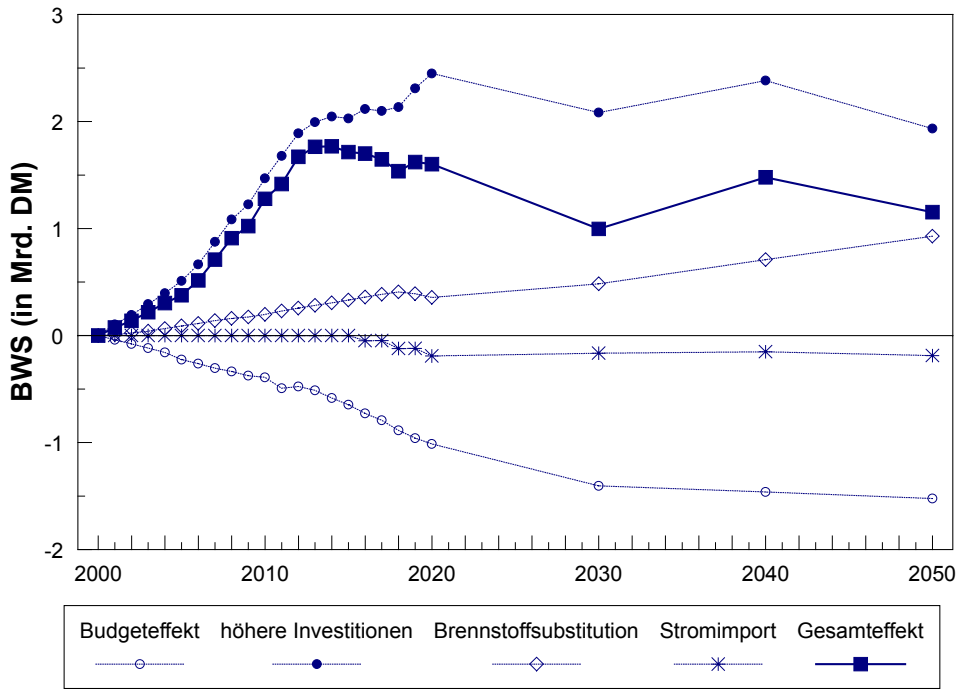


Abbildung 7.8: **Differenz der Bruttowertschöpfung (Szenario NACHHALTIGKEIT minus Szenario TREND) unterschieden nach Budgeteffekt, Höhere Investitionen, Brennstoffsubstitution und Stromimport, sowie der resultierende Gesamteffekt**

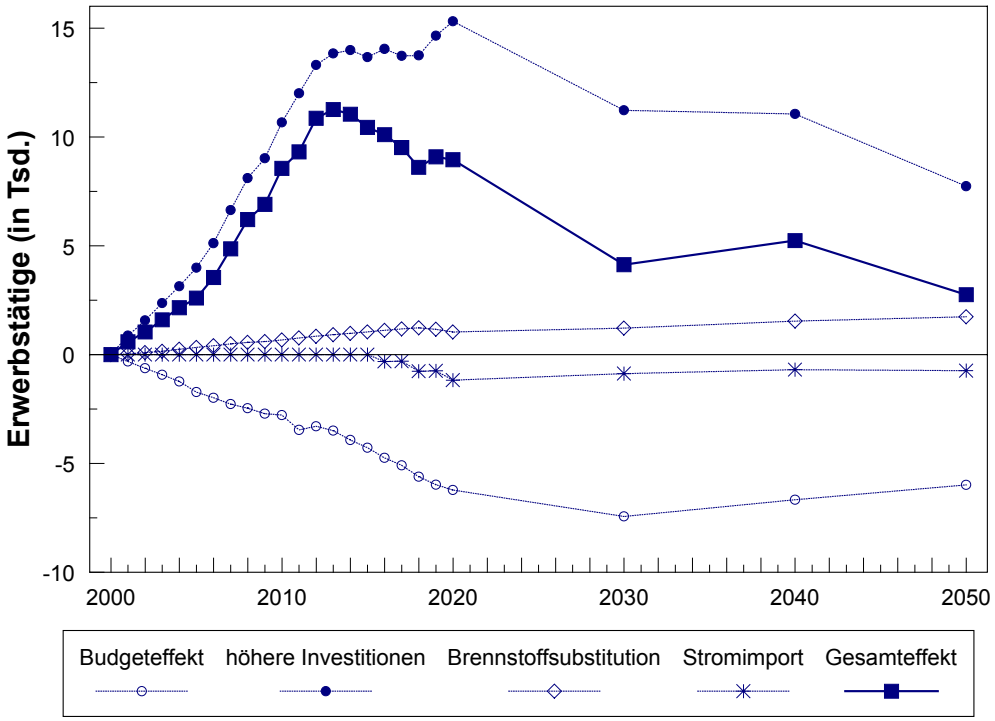


Abbildung 7.9: **Differenz der Erwerbstätigkeit (Szenario NACHHALTIGKEIT minus Szenario TREND) unterschieden nach Budgeteffekt, Höhere Investitionen, Brennstoffsubstitution und Stromimport, sowie der resultierende Gesamteffekt**

Im Hinblick auf die gesamtwirtschaftliche Wirkung des Szenarios NACHHALTIGKEIT im Vergleich zum Szenario TREND sind die Unterschiede als moderat einzuschätzen. Bezogen auf die Werte für die gesamte Wirtschaftstätigkeit in BW liegen die Unterschiede von Erwerbstätigkeit und Bruttowertschöpfung zwischen den Szenarien bei maximal 0,26 %. Dies ist nicht verwunderlich, liegt doch der Anteil der gesamten Stromerzeugung und -verteilung inklusive der entsprechenden Anlagenherstellung bei rund 3 % der gesamten Wertschöpfung bzw. der Erwerbstätigen in BW (vgl. Tabelle 4.2) und der Anteil der Stromkosten an den Produktionswerten bzw. den Ausgaben der Haushalte im kleinen Prozentbereich (vgl. Abschnitt 4.2.2).

7.2.1.3 Variation der Annahmen

In diesem Abschnitt wird die Bedeutung der Preisentwicklung fossiler Brennstoffe und der Importquote für die Resultate dargestellt.

Geht man von der untere Variante auf die obere Variante der **Preisentwicklung fossiler Brennstoffe** über, so hat dies auf alle Effekte eine Auswirkung, da der Anteil der Energiekosten an den Erlösen steigt. Für den Vergleich von NACHHALTIGKEIT und TREND sind derartige Effekte jedoch sekundär. Unmittelbar beeinflusst werden jedoch „Brennstoffsubstitution“ und „Budgeteffekt“. Die in NACHHALTIGKEIT stärker eingesetzten REG- Technologien werden mit steigenden Brennstoffkosten konkurrenzfähiger und können sich bei noch stärker steigenden Preisen (z.B. durch Internalisierung Externe Kosten) sogar als ökonomisch vorteilhafter erweisen. Für die obere Preisvariante geben demnach die Unterschied des Budgeteffekts und der Brennstoffsubstitution einen guten Anhaltspunkt für den Vergleich von NACHHALTIGKEIT und TREND. Da die obere Preisvariante vor allem nach 2030 zu deutlichen Unterschieden führt (vgl. Abbildung 7.6), wird der Vergleich nur für die Jahre 2040 und 2050 ausgeführt (**Tabelle 7.4**). Der Budgeteffekt ist sowohl für die Bruttowertsschöpfung als auch für die Erwerbstätigen bedeutsamer als die Brennstoffsubstitution. Der in der unteren Preisvariante bereits positive Gesamteffekt erhöht sich somit in 2040 und 2050 um ca. 75 % bzw. 190 %. Insofern ist die Bedeutung der Preisentwicklung als sehr groß einzuschätzen, wenngleich der Gesamteffekt gesamtwirtschaftlich betrachtet weiterhin relativ klein bleibt.

Die REG-Technologien werden aufgrund von Erfahrungskurveneffekten mit der kumulierten Investitionssumme kostengünstiger. Da für die Realisierung dieser Effekte eine größere Zeitspanne zu veranschlagen ist, kann nicht mit ähnlich günstigen Resultaten gerechnet werden, falls der Ausbau erst dann einsetzt, wenn stark steigende Brennstoffpreise bereits beobachtbar sind.

Tabelle 7.4: Wirkung der oberen Preisvariante im Vergleich zur unteren Preisvariante hinsichtlich Bruttowertschöpfung und Erwerbstätigkeit (Veränderung der Differenz der Szenarien NACHHALTIGKEIT und TREND)

	2040		**2050**	
	BWS	Erwerbstätige	BWS	Erwerbstätige
Veränderung „Budgeteffekt“	+ 800 Mio. DM	+ 3,5 Tsd.	+ 1100 Mio. DM	+ 4,2 Tsd.
Veränderung „Brennstoffsubstitution“	+ 200 Mio. DM	+ 0,4 Tsd.	+ 600 Mio. DM	+ 1,1 Tsd.
Veränderung „Gesamteffekt“	+ 1000 Mio. DM	+ 3,9 Tsd.	+ 1700 Mio. DM	+ 5,3 Tsd.

Gerade in regionalen bzw. Bundesstaatenanalysen sind die **Importquoten** schwer abzuschätzende Größen. Angemessenerweise sollten deshalb die Ergebnisse für verschiedene Importquoten bestimmt werden. Gerechnet wurde mit einer durchschnittlichen Importquote von 30 %. Erhöht man die Importquote für alle Güter um 10 % (nicht Prozentpunkte), so reduziert sich die Bruttowertschöpfung um ca. 4,3 %. Dies entspricht auch der prozentualen Änderung der Erwerbstätigen, da die Arbeitsproduktivität hier nicht vom Produktionsniveau abhängt. Die absolute Zahl verringert sich jedoch im Zeitverlauf entsprechend der Arbeitsproduktivitätssteigerung. Im Vergleich von TREND und NACHHALTIGKEIT sind bei einer 10 % höheren Importquote sämtliche Graphen in den Abbildung 7.8 und Abbildung 7.9 mit dem Faktor. 0,957 zu multiplizieren. Eine durchaus realistische Importquote von 50 % würde damit zu einer Reduktion aller Effekte um ca. 20 % führen. Im Vergleich erscheint die zukünftige Entwicklung der Energiepreise bedeutsamer als Veränderungen der Importquote. Die Bandbreite der in 2020 (2050) zu erwartenden Differenzen von NACHHALTIGKEIT und TREND kann für die Bruttowertschöpfung und die Erwerbstätigkeit damit auf 1,2-1,7 Mrd. DM (0,9-3,3 Mrd. DM) bzw. 7,2-9,0 Tsd. (2,2-9,7 Tsd.) Erwerbstätige abgeschätzt werden.

Insgesamt ist im Szenario NACHHALTIGKEIT im Vergleich zum Szenario TREND eine Zunahme der Beschäftigung und der Wertschöpfung in BW zu erwarten, die jedoch angesichts des insgesamt relativ geringen Anteil des Wirtschaftszweigs Elektrizitätsversorgung an der Wirtschaftstätigkeit in BW nur moderat sein kann. Da dieses Szenario gleichzeitig aus klimapolitischer Sicht die eindeutig günstigere Strategie darstellt, ist seine energiepolitische Unterstützung empfehlenswert.

7.2.2 Zur gegenwärtigen und zukünftigen Bedeutung von Produzenten neuer Energietechnologien in Baden-Württemberg

Alle in Kapitel 6 beschriebenen Energieszenarien gehen davon aus, dass in BW zunehmend neue Technologien eingesetzt werden, besonders die Szenarien EFFIZIENZ und NACHHALTIGKEIT. Die Notwendigkeit, neue Wege in der Energieversorgung zu gehen, besteht jedoch nicht allein für BW sondern weltweit. In der bisherigen ökonomischen Analyse wurde nicht berücksichtigt, dass der schnellere Ausbau von REG- und moderner KWK-Technologien im Szenario NACHHALTIGKEIT eine dauerhafte Ansiedlung von Produzenten dieser Technologien sowie deren Zulieferer in BW fördern kann, die dann auch Märkte außerhalb BW bedienen. Gelingt dies nicht, so müssen diese Anlagen importiert werden. Entscheidend für die Chance von Anbietern neuer Energietechnologien ist die Qualität von FuE (Forschung und Entwicklung)-Ergebnissen und deren erfolgreicher Transfer in die Praxis sowie die gegenwärtige Marktposition. Diese werden deshalb vor den industriepolitischer Schlussfolgerungen diskutiert[46].

[46] Eine Detailanalyse der wissenschaftlich-technologischen Basis im Energiebereich lässt sich für Baden-Württemberg im Rahmen der vorliegenden Studie nicht durchführen. Insofern sollten die im folgenden gezogenen Schlussfolgerungen in einer ausführlichen separaten Untersuchung, etwa in Anlehnung an die Untersuchung „Innovationsprozess vom Verbrennungsmotor zur Brennstoffzelle – Chancen und Risiken für die baden-württembergische Industrie“ [Innovationsprozess 2000], überprüft werden. Besonders aufwändig sind Aussagen über die rationelle Energienutzung, da sie Teil eines vielschichtigen Produktions- und Konsumprozesses ist [Jochem 1997]. In vielen Fällen sind in neuen Maschinen und Anlagen energietechnische Verbesserungen integriert. Nur für eine kleine Anzahl dieser Produkte gibt es Angaben, die sich alleine auf die Funktion der rationelleren Energienutzung beziehen. Eine Reihe von Untersuchungen ergab, dass zusätzliche Energieeffizienz-Investitionen zwar geringe, aber eher positive Effekte auf Wertschöpfung und Beschäftigung nach sich ziehen [BMU 2000], die vor allem lokal organisierten Sektoren und kleinen und mittleren Unternehmen zugutekommen.

7.2.2.1 Rahmenbedingungen für Produzenten neuer Energietechnologien

Forschung und Entwicklung nehmen in BW traditionell einen hohen Stellenwert ein. Dies ist durch den im Vergleich zu anderen Bundesländern höchsten Wert der in BW eingesetzten Forschungsmittel – sowohl absolut (1997: 19,6 Mrd. DM) als auch pro Einwohner (1997: 1.900 DM) – ebenso belegt wie durch den Anteil der Forschungsausgaben am Bruttoinlandsprodukt (3,8 %), der über dem der USA (2,7 %) oder Japans (2,9 %) liegt. Auch für den Bereich der Energietechnik kann BW auf eine lange Tradition verweisen. Dies gilt auch für die sog. neuen Technologien in den Bereichen regenerative Energien, dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung, rationelle Energieverwendung, Energieeinsparung und Energiespeicherung. So wurde z.B. mit der Forschung und Entwicklung zur Photovoltaik bereits in den 60er-Jahren begonnen, und in den frühen 80er-Jahren fuhren in BW die ersten Fahrzeuge mit Wasserstoffantrieb.

Die wissenschaftliche Expertise ist dabei sehr vielfältig. So sind allein am TA-Netzwerk Baden-Württemberg der Akademie für Technikfolgenabschätzung [TA-Net 2000] mehrere Dutzend Institutionen angeschlossen, die sich mit neuen Energietechnologien beschäftigen: 25 Institute an 8 Universitäten, 7 Fachhochschulen, 4 Fraunhofer-Institute (Solare Energiesysteme, Bauphysik, Systemtechnik und Innovationsforschung, Chemische Technologie), die beiden Großforschungseinrichtungen Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt und Forschungszentrum Karlsruhe, das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung BW, die Akademie für Technikfolgenabschätzung und einige weitere Einrichtungen (geographische Schwerpunkte sind Stuttgart, Karlsruhe, Ulm und Freiburg). Am TA-Netzwerk wird auch deutlich, dass sich ganz unterschiedliche Wissenschaftsdisziplinen mit den Fragen neuer Energietechnologien befassen, wobei die Stärken interdisziplinärer Forschung vielfach in gemeinschaftlich durchgeführten Projekten oder längerfristig angelegten Kooperationen genutzt werden. Aktuelle Beispiele hierfür sind die Forschungsallianz Brennstoffzellen oder das Zentrum Energieforschung an der Universität Stuttgart.

Was konkret die regenerativen Energien anbetrifft, lässt sich die oben getroffen Aussage zur wissenschaftlich-technologischen Basis auch an den bereitgestellten FuE-Mitteln ablesen: In den letzten 10 Jahren wurde für diesen Bereich nur in Nordrhein-Westfalen mehr Geld ausgegeben (nicht jedoch je Einwohner; vgl**. Abbildung 7.10**).

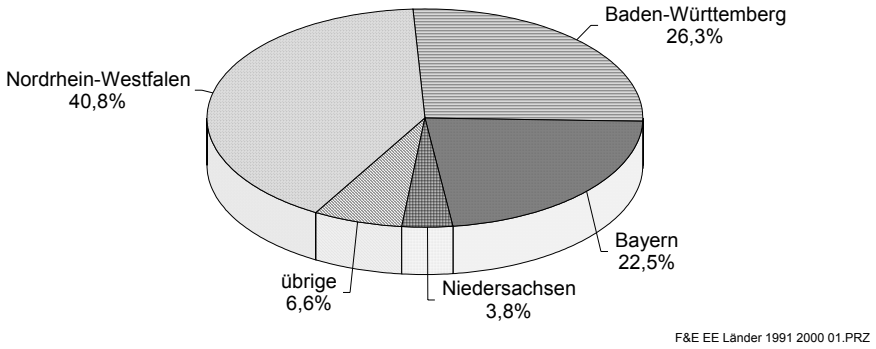


Abbildung 7.10: Ausgaben der Bundesländer für Forschung und Entwicklung zu regenerativen Energien 1991-2000 (gesamt ca. 0,6 Mrd. DM) [Jahrbuch 2001]

Für die öffentlich geförderte, anwendungsorientierte Forschung ist es wichtig, ihre Erkenntnisse und Ergebnisse erfolgreich in die Praxis zu transferieren. Neben den Aktivitäten der Institutionen selbst, wird der **Technologietransfer** in BW in vielfältiger Weise unterstützt: durch spezielle Transferstellen an den Hochschulen, die Transferzentren der Steinbeis-Stiftung, durch Datenbanken, die über die Arbeiten an FuE Einrichtungen informieren, durch die Förderung von Existenzgründen aus Hochschulen und Forschungsinstituten sowie durch Wirtschaftsverbände, die Industrie- und Handelskammern und die Handwerkskammern. Zu nennen sind in diesem Zusammenhang weiterhin Verbundforschungsprojekte mit der Privatwirtschaft, Kompetenzzentren (z.B. Kompetenzzentrum Brennstoffzellen) und die Aktivitäten zur Aus- und Weiterbildung (z.B. Elektro-Technologiezentrum Stuttgart).

Beim Technologietransfer im Bereich der neuen Energietechnologien kann BW zahlreiche Erfolge vorweisen. Dass es sich nicht nur um einzelne Highlights handelt (z.B. den Aufbau der Produktion von Dünnschicht-Solarzellen in Marbach/N.), sondern auch eine Breitenwirkung erreicht wurde, lässt sich anhand des Branchenatlas „Zukunftsenergien Region Stuttgart“ der Wirtschaftsförderung Region Stuttgart belegen, der 104 Einträge von Unternehmen (zusätzlich 22 Einträge von wissenschaftlichen Einrichtungen, Verbänden und sonstigen) umfasst [Branchenatlas 2000]. Das Spektrum reicht dabei vom „Kleinunternehmen bis zum Global Player“ und von Anlagenherstellern bis zu Finanzdienstleistern, die praktisch alle Themenbereiche abdecken (vgl. **Abbildung 7.11**). Ein weiteres Beispiel zeigt **Abbildung 7.12** für den Bereich Planung, Handel und Montage zu regenerativen Energien. Unabhängig von der Zahl der tatsächlich in diesem Bereich tätigen Unternehmen und deren Umsatzvolumina verdeutlicht dies rein optisch einen geographischen Schwerpunkt in BW.

Entscheidend für einen erfolgreichen Technologietransfer ist allerdings, dass die Adaption von FuE-Ergebnissen durch Unternehmen zum Auf- und Ausbau oder der Sicherung von Geschäftsfeldern führt und damit letztlich zur Schaffung qualifizierter, zukunftssicherer Arbeitsplätze. Eine zeitnahe Vermarktungsperspektive ist dabei besonders für kleine und mittlere Unternehmen (KMU) von Bedeutung, die aus finanziellen und häufig auch aus personellen Gründen nur begrenzt in der Lage sind, durch eigene FuE-Ausgaben umfangreichere technische Weiterentwicklungen zu leisten.

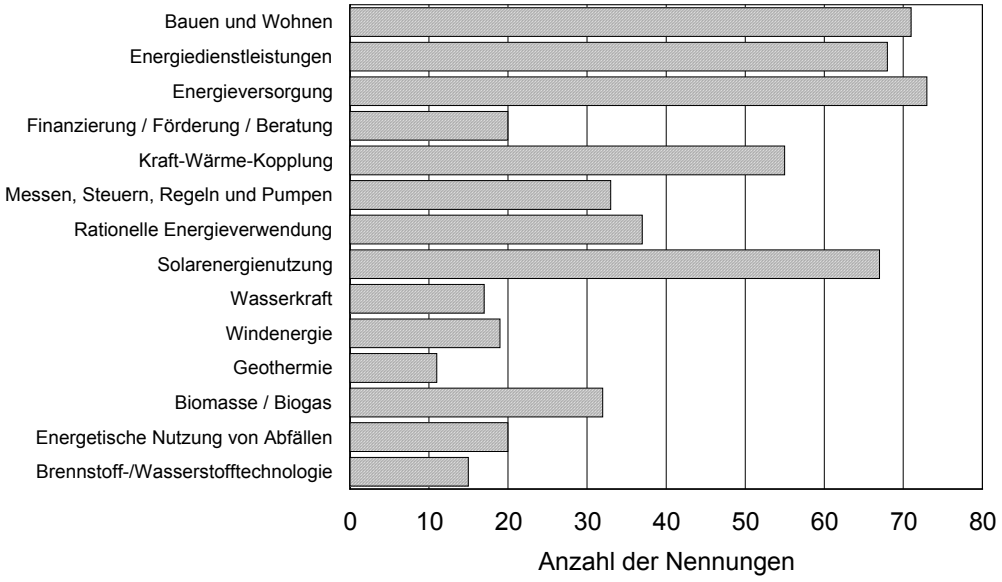


Abbildung 7.11: Anzahl der Einträge im Branchenatlas Zukunftsenergien Region Stuttgart nach Tätigkeitsfeldern (538 Nennungen, Mehrfachnennungen möglich) [Branchenatlas 2000]

Abbildung 7.12: Firmeneinträge in den Bereichen Planung, Handel und Montage zu regenerativen Energien in der Zeitschrift Sonne, Wind & Wärme (Heft 5/2001)

Aus der beachtlichen Anzahl der Unternehmen, die sich mit neuen Energietechniken beschäftigen, kann jedoch nicht ohne weiteres geschlossen werden, dass entsprechende Umsätze erwirtschaftet werden. Hier muss differenziert werden zwischen Unternehmen, die überregionale Märkte bedienen und jenen, deren Aktionsradius gegenwärtig begrenzt ist. Zur ersten Kategorie zählen tendenziell größere Unternehmen und Anlagenhersteller, zur zweiten häufig kleinere Unternehmen und Handwerksbetriebe, die in den Bereichen Planung, Montage, Betrieb und Handel dezentraler Energietechniken tätig sind. Für sie sind wachsende regionale Märkte entscheidend für den Aufbau neuer Geschäftsfelder. So dürfte ein guter Teil der bestehenden Unternehmensvielfalt nicht nur auf die gute wissenschaftlich-technische Basis zurückzuführen sein. Für den Bereich der REG spielte beispielsweise die Breitenförderung des Landes eine Rolle, die bis Mitte der 90er-Jahre einen relativ starken Anstieg erfuhr (die jedoch seit 1994 von 29 Mio. DM auf derzeit unter 10 Mio. DM stark zurückgefahren wurde). Im Bereich der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung war es vor allem das Engagement einiger Stadtwerke (z.B. Schwäbisch Hall und Rottweil), das dazu beitrug,

dass die Anzahl an Blockheizkraftwerken in BW gegenwärtig höher ist als in allen anderen Bundesländern (vgl. **Abbildung 7.13**) und eine ganze Reihe von Anlagenherstellern ihren Sitz im Land haben. Hinsichtlich der installierten Leistung liegt Baden-Württemberg an dritter Stelle.

Im Gegensatz zu den technischen Entwicklungserfolgen spiegelt sich die Dynamik des Marktwachstums der REG auf Bundesebene seit Mitte der 90er-Jahre nicht in BW wider: Im vergangenen Jahr wurde in Deutschland schätzungsweise ein Umsatz von etwa 13,5 Mrd. DM erwirtschaftet, davon 8,7 Mrd. DM aus dem Zubau neuer Anlagen (**Abbildung 7.14**). Verglichen damit nimmt sich das Investitionsvolumen in BW mit etwa 350 Mio. DM bzw. einem Anteil von knapp 4 % sehr bescheiden aus. Selbst wenn man den größten Posten – Windenergie – herausrechnet (obwohl inzwischen 35 % aller Anlagen in Mittelgebirgen errichtet werden), steigt der Anteil nur auf ca. 6 %. Zudem ist darauf hinzuweisen, dass regenerative Energien im vergangenen Jahr direkt oder indirekt mit gut 2 Mrd. DM gefördert wurden (ohne Länderförderung und private Eigenleistungen). Auch davon hat BW nur in bescheidenem Umfang profitiert.

Neben der Bundesförderung spielt bei der Marktentwicklung regenerativer Energien auch das Engagement der jeweiligen Landesregierungen eine Rolle. Dies betrifft einerseits die Bedeutung, die ihnen politisch beigemessenen wird, andererseits aber auch zusätzliche Anreize für eine verstärkte Nutzung. Ganz im Gegensatz zum FuE-Bereich lassen sich für die Breitenförderung in BW erhebliche Defizite feststellen. Betrachtet man als Kenngröße die Förderausgaben je Einwohner in den letzten 10 Jahren, so rangiert BW von allen Bundesländern auf dem vorletzten Platz. Der entsprechende Wert von 13 DM je Einwohner beträgt weniger als ein Drittel der Ausgaben in Brandenburg, Nordrhein-Westfalen, Bayern und dem Saarland und weniger als die Hälfte des Bundesdurchschnitts. Auch die aktuelle Situation stellt sichnicht anders dar. Vergleicht man beispielsweise die Haushaltsansätze 2001, so sind in Bayern Fördermittel in Höhe von 52 Mio. DM vorgesehen und in Nordrhein-Westfalen 50 Mio. DM (zusätzlich der gleiche Betrag für FuE). In BW sind es lediglich knapp 10 Mio. DM (einschl. rationelle Energieverwendung; **Abbildung 7.15**).

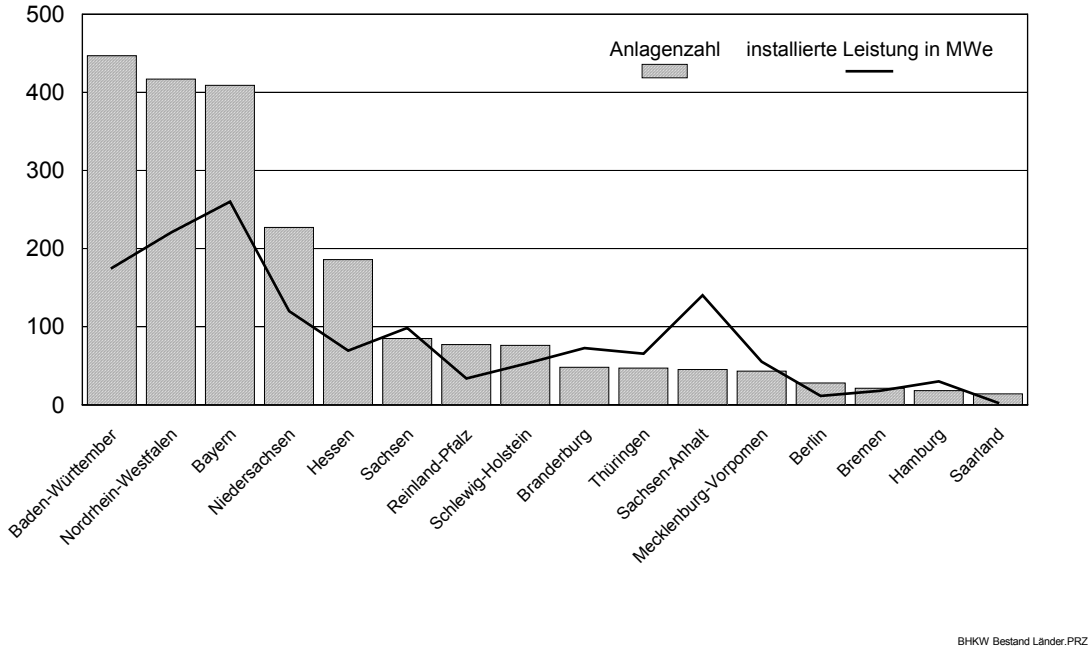


Abbildung 7.13: Anlagenzahl und installierte Leistung von Blockheizkraftwerken in Deutschland 1998 [VDEW 1998]

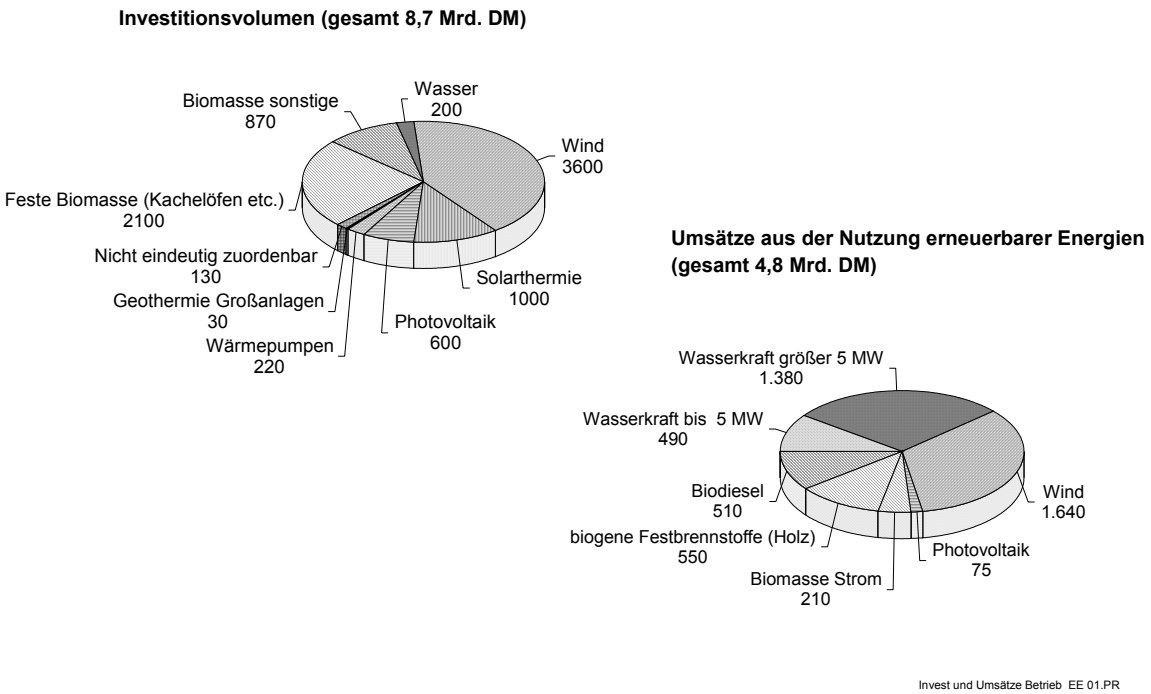


Abbildung 7.14: Geschätztes Investitionsvolumen und Umsätze aus der Nutzung regenerativer Energien in Deutschland im Jahr 2000 [Jahrbuch 2001]

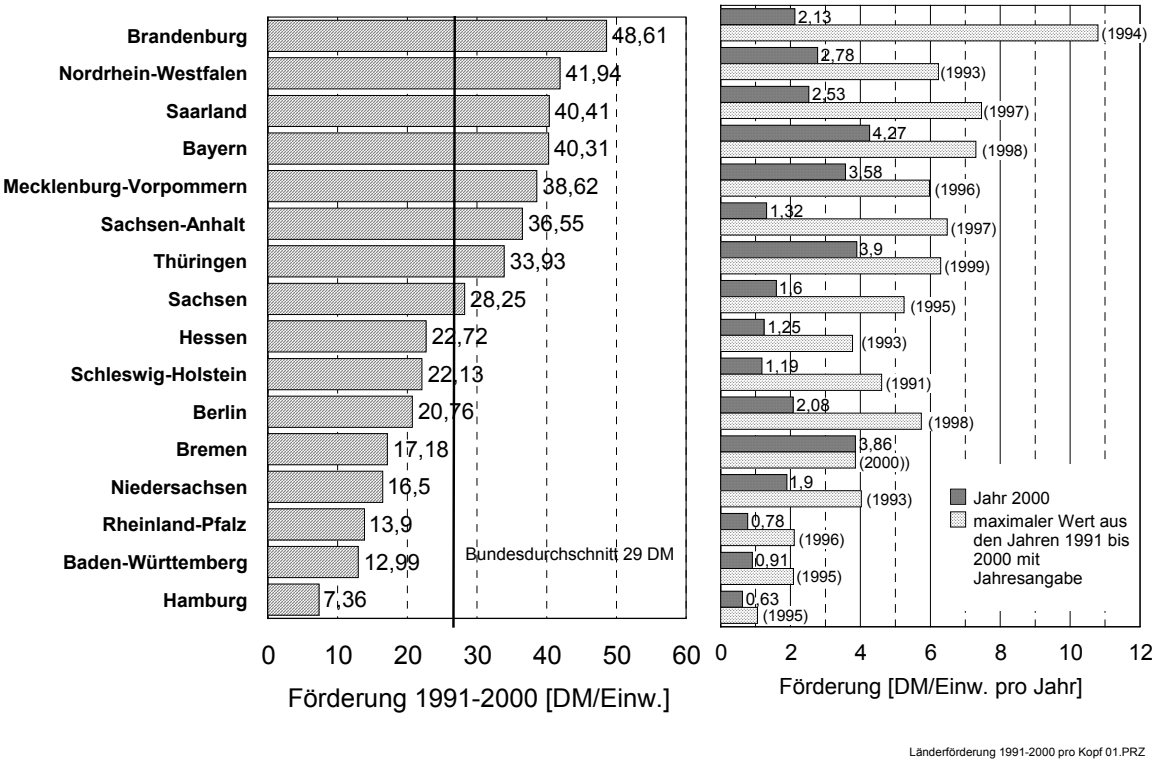


Abbildung 7.15: Bereitgestellte Mittel zur Förderung regenerativer Energien in den Bundesländern 1991-2000 [Jahrbuch 2001]

Es könnte argumentiert werden, dass weniger entscheidend ist, was im Land in den Anlagenbau- und –betrieb investiert wird als vielmehr, welche Umsätze baden-württembergische Unternehmen erwirtschaften. Angaben, inwieweit sich Unternehmen erfolgreich in anderen Bundesländern oder im Ausland behaupten (bzw. in wieweit Unternehmen aus anderen Regionen in BW tätig sind), liegen allerdings nicht vor. Die oben genannten Ausführungen zur Anzahl der Unternehmen legt zunächst nahe, dass sie auch jenseits der Landesgrenzen erfolgreich tätig sind. Dies ist sicherlich bei einigen Unternehmen der Fall. Bei den meisten KMU dürfte es hingegen so sein, dass die neuen Energietechniken eher ein unbedeutendes Nebengeschäft darstellen.

Die Stärken BWs liegen damit eindeutig im technologischen Bereich und der wissenschaftlich-industriellen Basis, eine erhebliche Schwachstelle stellt dagegen die fehlende Wachstumsdynamik entsprechender regionaler Märkte dar.

7.2.2.2 Chancen von Produzenten neuer Energietechnologien in Baden-Württemberg

Langfristig bieten die neuen Energietechnologien und insbesondere REG-Technologien große Wachstumspotenziale. Hingegen ist für kerntechnische Anlagen ist mit einem sinkenden Weltmarktvolumen zu rechnen. Auch die weltweit erforderliche Verringerung der CO_2-Emissionen kann nur erreicht werden, wenn fossile Energieträger langfristig zurückgedrängt werden, die Märkte für entsprechende Anlagen besitzen also höchstens noch kurzfristige Wachstumsmöglichkeiten. Folglich kann für „Neue REG-Technologien“ (d.h. ohne Wasserkraft und konventionelle Biomasse) mit großer Zuverlässigkeit ein starkes Wachstum und ein hoher zukünftiger Marktanteil erwartet werden. Die Größenordnung des potenziellen Weltmarktes kann auf Basis von Weltenergieszenarien abgeschätzt werden: Mit der Erzeugung von ca. 17.400 TWh/a Strom aus „Neuen REG-Technologien“ in 2050 in einem dem Szenario NACHHALTIGKEIT vergleichbarem globalen Energieszenario [Nitsch 1999], ist weltweit ein jährliches Investitionsvolumen in REG-Anlagen von etwa 800 Mrd. DM/a für REG-Technologien verbunden. 500 Mrd. DM/a dürften um 2030 erreicht werden. Demnach würde sich der Vorteil des Szenarios NACHHALTIGKEIT im Vergleich zu TREND (s. Abschnitt 7.2.1.2) bereits verdoppeln, falls die Ausbaustrategie in diesem Szenario zu einem um etwa 0,3 % höheren Marktanteil baden-württembergischer Produzenten von REG-Technologien oder deren Vorprodukten im Vergleich zum Szenario TREND führt, da dies ein zusätzliches Marktvolumen in 2050 von rund 2 Mrd. DM/a bedeuten würde. Deutlich größere Effekt sind durchaus möglich.

Die Wirkung der Ausbaupfade in den verschiedenen Szenarien auf die Produktion von REG-Technologien und deren Vorprodukten ist kaum zu quantifizieren. Man kann allerdings davon ausgehen, dass ein beschleunigter Ausbau eine entsprechende Wirkung hat. Bekannt ist, dass aufgrund von z.B. Spill-over-Effekten sich typischerweise räumlich konzentrierte Cluster herausbilden, die langfristig in der entsprechenden Region verbleiben (vgl. „Silicon Valley“). Dies gilt besonders für innovative Branchen, für die eine räumliche Konzentration in der Frühphase zu höheren Kostenreduktionen führt, etwa aufgrund einer schnelleren Wissensdiffusion. Die Cluster können dabei – insbesondere bei hohen mindestoptimalen Betriebsgrößen für einzelne Prozesse – auch Vorproduktproduzenten umfassen. Ab einer gewissen Größenordnung setzen Gegenkräfte ein (z.B. höhere Mieten), die die weitere Zentrierung bremsen und schließlich stoppen. Diese sind für neue Energietechnologien, die sich ja in der Frühphase der Entwicklung befinden, auf absehbare Zeit jedoch bedeutungslos. Die wesent-

lichen Gründe für die Clusterbildung sind die Determinanten der Wettbewerbsfähigkeit nach Porter (1990)[47]:

- Nachfragebedingungen, insbesondere Größe und Wachstum regionaler Märkte;
- Produktionsbedingungen, insbesondere Größe des regionalen Arbeitsmarktes mit adäquat ausgebildeten Personen;
- Nähe zu in der Wertschöpfungskette up- und downstream agierenden Unternehmen;
- Unternehmensstrategien, -struktur und Wettbewerb.

Diese Determinanten verstärken sich wechselseitig, was zu einem dauerhaften Wettbewerbsvorteil führt. Z.B. erhöht die regionale Nachfrage die regionale Produktion, was die Anzahl der adäquat ausgebildeten Arbeitskräfte erhöht. In der Frühphase einer Branchenentwicklung ist die Dynamik der regionalen Nachfrage von großer Bedeutung, da sie es den regionalen Unternehmen ermöglicht, Kostensenkungen durch steigende Skalenerträge schneller zu erreichen, eine größere Nähe zu den Kunden eine an deren Wünschen orientierte Produktentwicklung erlaubt und ein Testmarkt für Produktinnovationen entsteht. Für die Startphase einer Branche ist dies besonders wichtig, da Unternehmen typischerweise mit suboptimalen Betriebsgrößen starten [Audretsch 1996, S.215]. Durch diese Effekt kann der Ort, an dem ein industrieller Cluster entsteht, von relativ geringen regionalen Nachfrageunterschieden in der Frühphase abhängen. Da in BW in großem Umfang anwendungsorientierte Forschung an REG-Technologien und neuen KWK–Technologien – insbesondere zu Photovoltaik, Solarthermischen Kraftwerke, solaren Nahwärmeanlagen und Brennstoffzellen – betrieben wird, entsprechende Fachkräfte ausgebildet werden, teilweise Produktionsstätten etabliert sind und Netzwerke, die Forschungseinrichtungen und Unternehmen verbinden, vorhanden sind, liegt für obige Clusterbildung eine gute Ausgangslage vor. Allerdings ist das Marktwachstum in BW bisher relativ gering. Insofern könnte der durch die unterschiedlichen Ausbaustrategien von NACHHALTIGKEIT und TREND induzierte Nachfrageunterschied beträchtliche Auswirkungen haben, welche die konkret ermittelten Differenzen in der Wertschöpfung und der Erwerbstätigkeit **um ein Vielfaches übersteigt kann**.(zu regionale Entwicklung und technischem Fortschritt s. [Armstrong/Taylor, 2000, Kapitel 4 und 10]; [Audretsch, 1996], [Krugman, 1984]).

Auf die Bedeutung einer hohen regionalen Nachfrage deutet die Entwicklung der Herstellung von Windkraftanlagen hin. Betriebe sind vor allem in Deutschland und Dänemark und dort in oder nahe windreichen Gebieten angesiedelt [Hemmelskamp 1999]. Die geringere und auf andere Instrumente setzende Förderung in Großbritannien hat keine derartige Branche hervorgebracht[48]. Die etwas früher entstandene Branche in Dänemark hat ihre heimischen Erfahrungen schnell in den Aufbau von Exportmärkten umgesetzt. Die in Deutschland ansässigen Produzenten von Windkraftanlagen konnten hier bislang noch nicht nachziehen. Inzwischen entstehen jedoch Verbindungen zwischen deutschen und dänischen Windkraftanlagenherstellern, die eine trennscharfe Zuordnung in deutsche und dänische Unternehmen unmöglich machen (Ender, 2001). Dabei ist zu beachten, dass „die Anlagekomponenten auch der dänischen Hersteller vornehmlich aus Deutschland stammen“ [Neumann 2001]). Vermutlich liefert gerade die hohe Nachfrageentwicklung in Deutschland auch eine Erklä-

---

[47] Aus der sogenannten „Neuen ökonomischen Geographie“ resultieren ähnliche Determinanten, insbesondere wird auch hier die Bedeutung regionaler Märkte hervorgehoben (Krugman, 1998).

[48] Auch in BW wird die Errichtung von Windanlagen praktisch vollständig von Firmenvertretungen in anderen Bundesländern durchgeführt. Die restriktiven energiepolitische Vorgaben bei der Windenergie haben bisher eine nennenswerte Ansiedlung von Windfirmen bzw. deren Vertretungen in BW verhindert.

rungsbeitrag für diese Entwicklung der Komponentenproduktion. An der weiteren weltweiten Entwicklung der Windenergiebranche dürfte Deutschland also selbst dann in großem Ausmaß teilhaben, wenn die Endproduktion der Windkraftanlagen in anderen Ländern erfolgen sollte. Analog dürfte dies für Bayern im Bereich der Biomassenutzung gelten und für Nordrhein-Westfalen, wo mit dem Programm „Rationelle Energieverwendung und Nutzung unerschöpflicher Energien“ vielen kleineren Unternehmen eine wichtige Starthilfe gegeben wurde.

Sowohl allgemeine Erwägungen wie auch die Entwicklung der Windenergiebranche deuten darauf hin, dass die ökonomischen Vorteile von NACHHALTIGKEIT im Vergleich zu TREND die in Abschnitt 7.2.1.2 genannte Größenordnung **um ein Vielfaches übersteigen können**. Die bedeutsamsten ökonomischen Wirkungen einer Strategie in Richtung Szenario NACHHALTIGKEIT sind demnach vermutlich weniger von der Art der Stromerzeugung in BW und deren Kosten abhängig, sondern vielmehr davon, inwieweit die Energiepolitik zu einer verstärkten Ansiedlung von Produzenten von REG-Technologien und modernen dezentralen Energiewandlern, wie Brennstoffzellen beiträgt. Hierbei dürfte das Wachstum des regionalen Marktes von großer Bedeutung sein. Daneben sind Weiterentwicklungen des Kapitalmarktes oder Unterstützungen von KMUs erforderlich, da traditionelle Kapitalgeber die Erfolgsaussichten innovativer Unternehmen kaum einzuschätzen vermögen und hieraus sachlich unbegründete Nachteile für innovative KMUs entstehen [Löw 2002].

7.2.3 Fazit

Als Fazit dieser Überlegungen kann festgehalten werden

- Szenario NACHHALTIGKEIT führt im Vergleich zu Szenario TREND zu einer höheren Bruttowertschöpfung und zu einer höheren Erwerbstätigkeit. Die Unterschiede sind allerdings moderat und erreichen maximal ca. 0,26% der gesamten Erwerbstätigkeit bzw. Bruttowertschöpfung Baden-Württembergs.

- Neben den durch den raschen Einstieg der Anlageninvestitionen auftretenden vorübergehenden Effekten sind dauerhafte positive Effekte aus der Brennstoffsubstitution zu erwarten. Im Falle eines starken Anstiegs der Preise fossiler Energieträger – z. B. auch durch eine Internalisierung externer Kosten – kann das Szenario NACHHALTIGKEIT langfristig auch geringere Stromkosten erreichen als das Szenario TREND.

- Die Stimulierung des Absatzes von Neuen Energietechnologien in BW durch einen beschleunigten Umbau der Energieversorgung entsprechend Szenario NACHHALTIGKEIT könnte **entscheidend** zum Aufwuchs eines entsprechenden Industrieclusters in BW beitragen. Die ökonomische Wirkung einer derartigen Entwicklung kann die Auswirkungen der eigentlichen Strombereitstellung bzw. der Unterschiede verschiedener Ausbaustrategien **deutlich übertreffen**. Schon dadurch könnten selbst in der unteren Preisvariante für fossile Energieträger die Differenzkosten des Szenarios NACHHALTIGKEIT im Vergleich zu TREND mehr als kompensiert werden. Baden-Württemberg erfüllt die Voraussetzungen, um den zunehmenden Bedarf an komplexen Verfahren und neuen Systemlösungen, die für ein weiteres Vordringen neuer Energietechnologien auf Landes-, Bundes- und internationaler Ebene immer wichtiger werden, zu einem bedeutenden Teil zu decken. Es verfügt, nicht zuletzt Dank der kontinuierlichen FuE-Förderung durch das Land, in vielen Bereichen über eine hervorragende wissenschaftlich-technologische Ausgangsbasis. Da sich viele der neuen Technologien noch im Prototypenstadium befinden oder am Beginn ihrer Markteinführung stehen, bedürfen sie auch künftig einer kontinuierlichen Weiterentwicklung. Vor allem für viele kleine und mittlere Unternehmen ist es besonders zu Beginn ihrer Aktivitäten sehr wichtig, diese Rückkopplungen von regionalen, für sie gut erreichbaren Märkten zu bekommen. Hier lassen sich jedoch zumindest für den Bereich der regenerativen Energien und der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung erhebliche Defizite im

Land feststellen. Das relativ geringe Umsatzvolumen begrenzt die Aktivitäten der Unternehmen vielfach auf eine Nebengeschäft. Baden-Württemberg läuft deshalb Gefahr, gegenüber anderen Bundesländern und dem Ausland zurückzufallen. Eine klare Perspektive der Landesregierung zur Entwicklung der Märkte im Land, etwa in Bezug auf das Verdoppelungsziel bei regenerativen Energien, und eine gezielte monetäre Flankierung über die Bundesprogramme und -gesetze hinaus ist deshalb nicht nur energie- und umweltpolitisch geboten, sondern auch industriepolitisch von entscheidender Bedeutung. Eine regionale Entwicklungsperspektive, wie sie hier am Beispiel des Szenarios NACHHALTIGKEIT dargestellt wurde, ist eine Grundvoraussetzung, um längerfristig überregionale Märkte erfolgreich bedienen zu können. Angesichts der wachsenden Bedeutung, die dezentralen Technologien für die zukünftige Energieversorgung auch international zukommt, und der bereits in einigen Bereichen feststellbaren dynamischen Marktentwicklung, bieten sich für Baden-Württemberg vielfältige Chancen. Sie sollten allerdings in den nächsten Jahren erfolgreich in entsprechende Markterfolge umgesetzt werden.

8 Umsetzungsstrategien und Handlungsempfehlungen

8.1 Effizienztechnologien bzw. Energieeinsparung

8.1.1 Allgemeines zu Hemmnissen und Maßnahmen

Aufgrund von Marktunvollkommenheiten besteht eine Reihe von Hemmnissen, die einem Erreichen von anspruchsvollen Energieeinsparungen trotz Wirtschaftlichkeit entgegenstehen. Diesen Hemmnisse, wie z. B. Mangel an Kenntnissen über Energieeffizienztechnologien, mangelndes Kapital, falsche Investitionsrechnungen etc. muss mit zielgruppenspezifischen Maßnahmenbündeln begegnet werden. Die Diskussion ist nicht neu, und es existieren bereits eine große Anzahl von politischen Maßnahmen. So listet der erste Nationalbericht der Bundesregierung nach dem Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen 1994 bereits 109 Maßnahmen auf. In der Zwischenzeit sind eine Reihe weiterer Maßnahmen und Maßnahmenvorschläge hinzugekommen. Die Wirkungen dieser Maßnahmen wurden bis zum Jahr 2020 untersucht und weitere Maßnahmen vorgeschlagen (Politikszenarien für den Klimaschutz I und II [Ziesing et al. 1997]; [Ziesing et al. 1999]). Damit liegen genügend Maßnahmen, zumindest für den Nachfragebereich, vor. Eine Übersicht unter besonderer Berücksichtigung Baden-Württembergs wurde im Dezember 2000 vom FhG-ISI für das Ministerium für Umwelt und Verkehr Baden-Württemberg zusammengestellt [Schlomann 2000].

Grundsätzliche energiepolitische Handlungsmöglichkeiten von Bund, Ländern und Kommunen zur Förderung der rationellen Energienutzung und des Klimaschutzes bestehen durch

- *ordnungsrechtliche Instrumente* in Form von Ge- und Verboten,
- *ökonomische Instrumente* in Form von Energieabgaben, finanziellen Anreizen, Maßnahmen der Energiepreisgestaltung sowie (in jüngster Zeit) Handel mit energiebedingten Emissionsrechten,
- ein breites Spektrum von *informatorischen, organisatorischen und freiwilligen Instrumenten* wie die Energieberatung, Fortbildungsprogramme, die Motivierung von Entscheidungsträgern, die Einrichtung von Energieagenturen, Labelling-Aktivitäten, die Förderung neuer Dienstleistungen, die Aushandlung freiwilliger Vereinbarungen oder die kooperative Beschaffung energieeffizienter Technologien (Technology und Market Procurement). Gerade im Bereich von Information, Motivierung, Beratung und Fortbildung – häufig Maßnahmen mit relativ geringen Kosten für die öffentliche Hand und großen Multiplikatorwirkungen – haben Bundesländer und auch Kommunen sehr weitgehende Handlungsmöglichkeiten.

Im folgenden werden bewusst nicht nur Maßnahmen angesprochen, die direkt auf Landesebene entscheidbar und implementierbar sind. Das Land hat die Möglichkeit, über Bundesratsinitiativen Maßnahmen anzustoßen, die in die Hoheit des Bundes fallen.

8.1.2 Überblick über existierende Maßnahmen auf Bundesebene

Die wichtigste Quelle für einen Überblick über Maßnahmen des Bundes zur Förderung der rationellen Energienutzung und des Klimaschutzes ist das am 18. Oktober 2000 vom Bundeskabinett verabschiedete *Nationale Klimaschutzprogramm der Bundesregierung* [BMU 2000]. Es enthält im Wesentlichen eine Zusammenstellung von seit Ende 1998 bereits verabschiedeten und zukünftig geplanten Maßnahmen zur Minderung der Emissionen von CO_2 und weiteren Treibhausgasen, die sicherstellen sollen, dass Deutschland sein nationales CO_2–Reduktionsziel von 25 % bis 2005 und seine internationalen Klimaschutzverpflichtun-

gen (Reduktion der Emissionen der sechs Kyoto-Gase um 21 % (in CO_2–Äquivalent) in der Periode 2008-2012) erfüllt. Ende 1999 betrug die Reduktion energiebedingter CO_2–Emissionen in Deutschland 15,4 % bezogen auf das Ausgangsjahr 1999 (von 986 Mio t auf 834 Mio t; [Ziesing 2000]). Im neuen Klimaschutzprogramm geht die Bundesregierung davon aus, dass durch die seit Beginn der Regierungsübernahme durch die rot-grüne Koalition bereits verabschiedeten Maßnahmen zur CO_2–Reduktion (neben der ökologischen Steuerreform und der Einführung schwefelarmer bzw. schwefelfreier Kraftstoffe waren dies insbesondere Maßnahmen zur Förderung regenerativer Energien: das Erneuerbare-Energien-Gesetz, das Markteinführungsprogramm für erneuerbare Energien sowie das 100.000-Dächer-Solarstromprogramm) bis 2005 eine CO_2–Minderung um 18-20 % erreicht werden kann. Die verbleibende Deckungslücke von 5-7 % (oder 50-70 Mio t) bis 2005 soll durch weitere, im neuen Klimaschutzprogramm enthaltene Maßnahmen geschlossen werden. Dabei gelten folgende sektorale Zielvorgaben [BMU 2000]:

Private Haushalte und Gebäudebereich: 18-25 Mio t CO_2–Minderung (1,8-2,5 Prozentpunkte)

Energiewirtschaft und Industrie: 20-25 Mio t CO_2–Minderung (2,0-2,5 Prozentpunkte)

Verkehr: 15-20 Mio t CO_2–Minderung (1,5-2,0 Prozentpunkte).

Die wichtigsten, im Klimaschutzprogramm beschlossenen Maßnahmen zur Erreichung dieser Reduktionsziele, sind:

- *Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung* (Ziel: CO_2–Minderung von 10 Mio. t bis 2005 und zusätzlich 23 Mio. t bis 2010).
- *Energieeinsparverordnung*, die eine Senkung des Energiebedarfs von Neubauten um durchschnittlich 30 % gegenüber dem bisherigen Standard erbringen soll. [BMWi 2000].
- Ein *Klimaschutzprogramm im Gebäudebestand* mit einem Volumen von insgesamt 1,2 Mrd. DM für drei Jahre, womit zinsgünstige Kredite in fünffacher Höhe (für Wärmedämmung, Fenstererneuerung, Verbesserung der Haustechnik und Austausch von ineffizienten Heizkesseln, Durchführung von Energiediagnosen und Einbau von bivalenten Anlagen) durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau verfügbar gemacht werden sollen (Ziel: CO_2–Minderung von 5-7 Mio. t bis 2005).
- Bereitstellung von 100 Mio. DM über drei Jahre für die Entwicklung und Demonstration umwelt- und klimaschonender Energieformen mit dem Schwerpunkt Brennstoffzelle.
- Neue *Selbstverpflichtung der deutschen Wirtschaft* : Die neue „Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und der deutschen Wirtschaft zur Klimavorsorge“ sieht vor, bis zum Jahr 2005 die spezifischen CO_2–Emissionen der deutschen Wirtschaft um 28 % (statt bisher 20 % nach der Erklärung von 1996) und bis zum Jahr 2012 die spezifischen Emissionen der Kyoto-Gase um 35 % (in CO_2–Äquivalenten) zur reduzieren. Erwartet wird dadurch eine zusätzliche CO_2–Minderung von 10 Mio. t bis 2005 und weiteren 10 Mio. t CO_2–Äquivalenten bis 2012.
- Ein *Maßnahmenbündel im Verkehrsbereich*, das u. a. Gelder für eine weitere Förderung der Bahn, eine streckenabhängige Autobahnbenutzungsgebühr für schwere Lkw ab 2003, eine verstärkte Förderung verbrauchsarmer Pkw im Rahmen der Kfz-Steuer (Förderung des 3-Liter-Autos und Fortführung der Förderung des 5-Liter-Autos) und die Einführung emissionsdifferenzierter Landeentgelte für Flugzeuge umfasst.

Weitere wesentliche Quellen für Maßnahmen sind die „Politikszenarien für den Klimaschutz“ [Ziesing et al. 1997], die neben einer detaillierten Auflistung von Maßnahmen auch Angaben zu CO_2-Minderungspotenzialen einzelner Maßnahmen enthalten. Die Förderprogramme auf Bundesebene können der aktuellen [„Förderfibel Energie“] des Fachinformationszentrums Karlsruhe entnommen werden.

Der Schwerpunkt der Maßnahmen liegt auf den Bereichen private Haushalte und gewerbliche Wirtschaft. Beim Großteil der Maßnahmen handelt es sich dabei um übergreifende Angebote oder auch Regelungen, die sowohl Haushalte als auch die gewerbliche Wirtschaft betreffen. Neben Förderprogrammen zur Energieeffizienz/CO_2-Einsparung in Wohngebäuden laufen auch Aktivitäten, die durch Information und Beratung sämtliche Zielgruppen zur rationellen Energienutzung motivieren sollen. Hervorzuheben ist insbesondere die Energieeinsparverordnung (EnEV), mit der die bisherige Wärmeschutzverordnung und die Heizanlagenverordnung zusammengeführt werden und der Energieverbrauch in neuen Gebäuden um bis zu 30 % gesenkt werden soll. In Zusammenhang mit der EnEV sollen außerdem Energieverbrauchskennzahlen für Gebäude eingeführt werden. Im Gebäudebestand sollen Einsparungen vor allem durch ein „Förderprogramm zur Energieeinsparung“, das auch Energiediagnosen beinhaltet, erzielt werden (erwartete CO_2-Minderung 5-7 Mio t). Darüber hinaus sind spezielle Maßnahmen im Bereich Stromverbrauch von Elektro- und Elektronikgeräten geplant.

Als eine der dringendsten Aufgaben sieht die Regierung die Motivierung der Privathaushalte an, Energieeffizienzmaßnahmen durchzuführen bzw. sich energieeffizient zu verhalten. Eine entsprechende Informationskampagne durchzuführen, könnte eine der ersten Aufgaben der Ende 2000 neu gegründeten Deutschen Energieagentur (DEnA) sein.

Bei den speziell auf die gewerbliche Wirtschaft abzielenden Maßnahmen handelt es sich bei den derzeit laufenden Maßnahmen fast ausschließlich um Förderprogramme mit finanziellen Anreizen, z. B. Zuschüsse oder zinsgünstigen Darlehen bei Unternehmensgründungen oder für die Entwicklung von neuen Techniken zur rationellen Energieverwendung. Programme mit nicht-monetären Maßnahmen waren und sind dagegen wenig vertreten. Dies scheint von Seiten der Regierung und der Wirtschaft erkannt: Die geplanten Maßnahmen beinhalten die Verbesserung von Information, Beratung und Weiterbildung und setzen auf die Eigeninitiative der Wirtschaft.

8.1.3 Maßnahmen in Baden-Württemberg

Maßnahmen mit finanziellen Anreizen auf Landesebene gehen in Baden-Württemberg hauptsächlich vom Wirtschaftsministerium aus. Die Zielgruppen sind ähnlich wie auf Bundesebene überwiegend private oder gewerbliche Gebäudeeigentümer oder Bauherren. Zwei aktuelle Programme konzentrieren sich voll auf die energetische Verbesserung des Altbaus. Das „Impulsprogramm Altbau“ soll über Seminare, Veranstaltungen und Informationsmaterial zur Verbesserung des Know-hows aller an der Sanierung von Altbauten Beteiligten beitragen, über das „Energieeinsparprogramm Altbau“ werden zinsverbilligte Darlehen vergeben.

Ebenfalls zur Verbesserung des Gebäudebestandes, aber allein für die Zielgruppe Haushalte, werden Energiesparchecks angeboten. Initiator dieser Maßnahme ist das Umweltministerium. Auffällig ist, dass dies das einzige spezielle Programm für private Haushalte ist, das direkt vom Land angeboten wird (abgesehen von der baden-württembergischen Verbraucher-Zentrale mit ihren kommunalen Vertretungen). Die Beratung der privaten Haushalte wird heute hauptsächlich auf kommunaler Ebene initiiert, sei es in Form von Kundenberatungen bei den kommunalen Energieversorgern, über Verbraucher-Zentralen oder im Rahmen von „Lokale Agenda 21“-Aktivitäten.

Beim Maßnahmenangebot des Landes Baden-Württemberg für die gewerbliche Wirtschaft finden drei Zielgruppen besondere Beachtung: Unternehmen (auch Industrie), Kommunen und Schulen. Unternehmen und Kommunen profitieren besonders von Einrichtungen, die speziell für diese Zielgruppen gegründet wurden: Informationszentrum Energie und Informationszentrum betrieblicher Umweltschutz des Landesgewerbeamtes sowie die Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg (KEA). Sie stellen umfangreiches Informationsmaterial zur Verfügung und dienen als Ansprechpartner bei Energiefragen. Bei den Schulen ist

das Landesinstitut für Erziehung und Unterricht (LEU) Hauptakteur, in enger Zusammenarbeit mit dem Ministerium für Kultus, Jugend und Sport und dem Ministerium für Umwelt und Verkehr Baden-Württemberg. Die laufenden und geplanten Maßnahmen für und mit Schulen sind stark anwendungsorientiert, so dass sich ihre Erfolge sehr gut kommunizieren lassen und mit einem Multiplikatoreffekt gerechnet werden kann (Nachahmer), Verhaltensmaßnahmen werden in Haushalte oder von Schulabgängern auch in Unternehmen getragen.

Die Ausführung der auf Landesebene initiierten Maßnahmen erfolgt durch eine große Anzahl von Institutionen. Dies zeigt zum einen, dass auf Landesebene stark zielgruppenorientiert gearbeitet wird und zum anderen, dass beim Thema Klimaschutz und Energieeffizienz der Großteil der gesellschaftlichen Gruppen Handlungsbedarf erkannt hat. Die Vielfalt der Ausführenden ist für die Verbreitung der Maßnahmen mit Sicherheit förderlich, kann bei den Verbrauchern aber auch Verwirrung stiften, wenn eine Zielgruppe durch mehrere Institutionen angesprochen wird. Hier Transparenz zu schaffen liegt im Aufgabenbereich des Landes.

8.1.4 Zielgruppenspezifische Maßnahmenvorschläge

Angesichts der Größe der Herausforderung – eine Senkung der CO_2–Emissionen um 80 % bis 2050 bei einem gleichzeitigen Ausstieg aus der Kernenergie und einem weiteren Wirtschaftswachstum – ist es offensichtlich, das dieses Ziel nur mit einer Vielzahl von Maßnahmen erreicht werden kann. Hierbei sollte mit den Maßnahmen begonnen werden, die

- schnell, einfach und ohne hohe Zusatzkosten Erfolge bringen
- große Minderungspotenziale aktivieren
- nur in langen Zeiträumen wiederkehrende „windows of opportunity“ nutzen

Ursachen dafür, dass auch einzelwirtschaftlich rentable Energieeinsparmaßnahmen oft nicht umgesetzt werden, liegen häufig in einer Mehrzahl von Hemmnissen begründet, so dass es am erfolgsversprechendsten ist, auch Bündel von Maßnahmen gegen Bündel von Hemmnissen einzusetzen. So reicht es nicht aus, dass die potenziellen Entscheider motiviert sind, etwas zur rationellen Energienutzung zu tun, sie müssen auch wissen, welche Maßnahmen in ihrem besonderen Fall sinnvoll und effizient sind, und sie müssen über das notwendige Kapital verfügen.

Für eine Vielzahl von politischen Maßnahmen ist es erforderlich oder zumindest hilfreich, wenn in der Bevölkerung ein breites Bewusstsein zur rationellen Energienutzung vorhanden ist. Da sich jeder Mensch in mehreren sozialen Umfeldern bewegt, kann er z. B. gleichzeitig als Eigenheimbesitzer, als Besitzer eines vermieteten Wohnobjekts, als Verkehrsteilnehmer, als Entscheider für den Energiebedarf in einer Firma und auch als Konstrukteur einer neuen Anlage Einfluss auf zukünftige Energieverbräuche nehmen. Die Motivation kann z. B. über Multiplikatoren wie Lehrer, Architekten, beratende Ingenieure, Händler von energieverbrauchenden Geräten u. ä. relativ effizient erfolgen.

Eines der größten Hemmnisse der rationelleren Energieerzeugung und –nutzung sind die niedrigen Energiepreise. Die Ölpreise zeigen aufgrund vielfältiger Gründe noch keine Knappheitssignale, der Strom wird aufgrund der in einer Monopolzeit aufgebauten Überkapazitäten zur Zeit zu kurzfristigen Grenzkosten – im Wesentlichen also den Brennstoffpreisen – abgegeben, die externen Kosten der Energieerzeugung und –nutzung werden nicht monetarisiert. Eine höhere Steuer auf Energie, besser noch eine Abgabe, die zweckgebunden für Maßnahmen zur rationellen Energieerzeugung und –nutzung oder zur Förderung der regenerativen Energietechniken verwendet wird, wäre hilfreich. Erfolgt die Verteuerung der Energie langsam, aber kontinuierlich und berechenbar, lassen sich Fehlallokationen vermei-

den. Einen ähnlichen Effekt wird die breite Einführung von handelbaren CO_2–Zertifikaten haben.

Im Folgenden werden die am wichtigsten erscheinenden zielgruppenspezifischen Maßnahmen genannt:

Einen der größten Einzelbeiträge für eine nachhaltige Energienutzung wird die **energetische Altbausanierung** leisten, und zwar nicht nur im Bereich der Privathäuser, sondern auch im gewerblichen Bereich. Damit dies wirtschaftlich erreicht werden kann, ist es erforderlich, dass diese Maßnahmen im Zuge einer ohnehin anstehenden Renovierung durchgeführt werden. Beim Besitzer muss hierbei (1) das Bewusstsein für die Notwendigkeit einer energetischen Sanierung bestehen, ebenso bei dem ausführenden Architekten oder Handwerker; alternativ können auch (2) ordnungsrechtliche oder (3) finanzielle Maßnahmen eingesetzt werden. Die Planenden sowie die Ausführenden müssen (4) zusätzlich über entsprechende Fähigkeiten und Fertigkeiten verfügen, diese sachgerecht und kostengünstig umzusetzen. Zusätzlich ist es erforderlich, dass der Bauherr auch (5) über die notwendigen Kapitalmittel verfügen kann und sich sicher sein kann, dass sich (6) die Maßnahme wirtschaftlich auch bei einem vorzeitigen Verkauf oder bei einer fremdgenutzten Immobilie rentiert, sofern sie nicht gesetzlich vorgeschrieben ist. Last but not least sind (7) weitere F&E-Programme notwendig, um weitere Potenziale auch in Zukunft erschließen zu können.

Für die **Bewusstseinsbildung** (1) können allgemeine Maßnahmen aus der Öffentlichkeitsarbeit und Werbung wie Plakataktionen, Pressearbeit etc. eingesetzt werden. Sie sollte aber auch für und durch die Architekten und Handwerker erfolgen. Für letztere sind entsprechende Fortbildungskurse vorzusehen. Neben der reinen Motivation ist allerdings auch die Kenntnis der technischen und finanziellen Möglichkeiten in der speziellen Situation notwendig. Hier helfen die existierenden Vor-Ort-Beratungsprogramme.

Ordnungsrechtliche Maßnahmen (2) könnten z. B. die Ausdehnung der Energieeinsparverordnung auf die Altbauten in Verbindung mit einer Kontrolle des Vollzuges sein. Hiermit ließen sich voraussichtlich für die öffentliche Hand kostengünstiger höhere Umsetzungsraten erreichen, allerdings wären hier Ausnahmeregelungen für soziale Sonderfälle vorzusehen. Eine abgeschwächte und sozialverträgliche Möglichkeit ist die Einführung eines Energiepasses für das Objekt, der energetische Güte bzw. den Jahresheizenergiebedarf ausweisen und spätestens vor einem Eigentümerwechsel erstellt werden muss. Eine schrittweise und planbare **Erhöhung der Energiepreise** über Steuern etc. (3) kann je nach ihrer Höhe allein oder in Kombination mit anderen Maßnahmen zur Motivation genutzt werden. Auch hier sind sozial bedingte Sonderregelungen vorzusehen. Zu prüfen wären hier neben einer Energie-/CO_2-Steuer oder -Abgabe die Möglichkeit einer Kopplung der Grundsteuer an die energetische Güte des Objektes.

Leider verfügen die Architekten und Handwerker nicht immer über die erforderlichen und zu erwartenden Kompetenzen. Architekten sehen sich teilweise immer noch nur als „Künstler“, den Handwerkern fehlt häufig das Wissen um Wärmebrücken und Winddichtigkeit oder Vor- und Nachteile verschiedener Heizsysteme und deren richtige Auslegung. Hier sind durch eine Anpassung der Lehrpläne und spezielle **Fortbildungsveranstaltungen** die Möglichkeiten für die Aneignung des Wissens zu schaffen (4). Da die Weiterbildung kaum erzwungen werden kann, sind Maßnahmen wie Motivation, Zuschüsse, Zertifikate etc. für die Teilnahme an solche Kursen vermutlich erforderlich. Eine überwachte Vorschrift zu einer Einreichung von wärmetechnischen Berechnungen und Ausführungserläuterungen wäre eine ordnungsrechtliche Alternative.

Auch wenn nur rentable Maßnahmen durchgeführt werden, so müssen die Investitionskosten über einen relativ langen Zeitraum vorgestreckt werden. Da nicht nur die Zusatzkosten der energetischen Verbesserung, sondern die Gesamtkosten vom Bauherren zu bezahlen sind,

fehlt häufig das Eigenkapital hierfür bzw. muss mit einer Hypothek zusätzlich aufgenommen werden, sofern der Kreditrahmen nicht schon ausgeschöpft ist. Hier ist die Bereitstellung von zinsverbilligten **Krediten**, von Zuschüssen etc. ein übliches Hilfsmittel (5). Notwendig ist hierbei, dass bei einer Abwicklung über die Hausbank diese auch ein Interesse hieran hat und die Kreditgewährung keine zu hohen bürokratischen Hürden aufstellt.

Bei einem vorzeitigen Verkauf nach einer energetischen Sanierung ergibt sich die Notwendigkeit, bei den potenziellen Käufern einen höheren Preis für das Objekt zu rechtfertigen, damit sich die Maßnahmen auch in diesem Fall finanziell amortisieren (6). Um die bessere energetische Effizienz ausweisen zu können, ist eine neutrale und allgemein anerkannte **Energieverbrauchskennzahl** für das Gebäude hilfreich. Noch nicht allgemeines Gedankengut im Wohnungssektor ist die Erkenntnis, dass ein wärmegedämmtes Haus nicht nur niedrigere Heizkosten hat, sondern aufgrund der wärmeren Wände und keinen Zugerscheinungen auch eine höhere Behaglichkeit bietet und so einen höheren Wohnwert bietet. Darüber hinaus wird die Bausubstanz besser geschützt, so das sich auch dadurch ein höherer Wiederverkaufswert ergibt. Das bekannte „Investor-Nutzer-Dilemma“ ist damit noch nicht beseitigt, aber abgeschwächt. Die Möglichkeit einer kostenneutralen Anhebung der Kaltmiete nach einer energetischen Sanierung im Mietwohnungsbau wäre hier zielführend.

Alle Techniken für eine signifikante Senkung des Wärmebedarfs von Gebäuden sind heute zu wirtschaftlichen Bedingungen auf dem Markt erhältlich. Trotzdem ist eine Weiterführung von Forschung und Entwicklung, gerade in der energetischen Altbausanierung, notwendig (7). Bei denkmalgeschützten Gebäuden und häufig auch bei beheizten Kellergeschossen ist eine Innendämmung erforderlich. Hier besteht noch Bedarf an bauphysikalisch sicheren und handwerklich einfach ausführbaren Lösungen. Auch die Super-Vakuumisolierung kann hier ein wichtiges Einsatzfeld finden. Darüber hinaus besteht bei hochwärmegedämmten Fenstersystemen für den Altbau sowie effektiven mechanischen Belüftungssystemen unter den Restriktionen der Altbausanierung noch **Forschungs- und Demonstrationsbedarf**, der durch landespolitische Maßnahmen gefördert werden kann.

Angesichts des langen Betrachtungszeitraums spielen auch Neubauten beim Einsparen von Energie (welche dann z. B. für die Stromproduktion genutzt werden kann) eine Rolle. Als politische Maßnahme ist vor allem eine sukzessive Anpassung der energetischen Standards an die technisch-wirtschaftliche Entwicklung erforderlich. Notwendig erscheint hierbei eine Überprüfung der eingereichten Unterlagen und vor allem der entsprechenden Bauausführung. Zahlen über den **Befolgungsgrad** der gesetzlichen Vorschriften im Bereich der Wärmedämmung von Gebäuden liegen zwar nicht vor, sie werden von Experten jedoch als noch deutlich steigerungsfähig gehalten.

Ein wichtiger Ansatzpunkt zur rationellen Stromnutzung liegt im Bereich der privaten Haushalte bei den **Elektro-Großgeräten**. Ein großer Schritt war hier die Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung. Weitere Schritte in dieser Richtung müssen eine allmähliche Anpassung der Kriterien an den jeweiligen Stand der technischen Entwicklung sein. Eine andere Möglichkeit ist eine freiwillige oder gesetzliche kontinuierliche Festsetzung von Verbrauchshöchstwerten für Elektrogroßgeräte, z. B. orientiert an dem Verbrauch der Bestgeräte vor fünf Jahren. Auch im Bereich der lange übersehenen und erst in letzter Zeit ins Rampenlicht gekommenen „**Stand-by**-“ oder „Schein-Aus-Verbräuche“ etc. einer Vielzahl von Elektrogeräten bieten sich Kennzeichnungsverordnungen an. Effizienter jedoch dürften hier Höchstverbrauchsstandards sein, die aufgrund von freiwilligen Selbstverpflichtungen der Industrie oder aufgrund staatlicher Verordnungen festgesetzt werden. Die technischen Maßnahmen auf diesem Gebiet sind hochrentabel und für die Hersteller einfach umzusetzen.

Im **Gewerbe, Handel, Dienstleistungen** wird Strom fast ausschließlich für eine relativ überschaubare Anzahl von „Querschnittstechniken“ benötigt. Da hier wie auch bei den Haushalten eine begrenzte Anzahl von Gerätearten und Herstellern einer sehr großen Zahl von

Kunden gegenübersteht, erscheinen auch hier Maßnahmen sinnvoll, die bei den Herstellern ansetzen. **Standards** können vereinbart oder vorgegeben werden, die den maximal zulässigen Energieverbrauch für Betrieb und Stillstand von Bürogeräten und anderen Querschnittstechniken festsetzen oder welche Effizienzklassen für z. B. Transformatoren, Vorschaltgeräte, Motoren, Ventilatoren, Pumpen etc. bis hin zu Kaffeemaschinen zu verwenden sind. Durch die Initiierung oder Unterstützung von gemeinsamen Beschaffungsaktivitäten für energieeffiziente Geräte können Kostenvorteile durch **Nachfragebündelung** erlangt werden. Bei der Ausschreibung einer entsprechend großen Stückzahl sind Hersteller bereit, spezielle Spezifikationen hinsichtlich eines besonders niedrigen Energieverbrauchs durch eine Weiterentwicklung ihrer Produkte zu erfüllen. Die hierdurch angestoßene technische Entwicklung kann dann allen Verbrauchern zugute kommen. Während sich in Privathaushalten Energieverschwendung finanziell bemerkbar macht, wird dies von Arbeitnehmern nicht bemerkt und aufgrund des sehr niedrigen Energiekostenanteils an den gesamten Aufwendungen auch kaum von den Firmen etc. Hier können **Motivationsveranstaltungen** wie z. B. „Energieeinsparwochen“ positiv wirken. Große Potenziale liegen in diesem Sektor im Raumwärme- und Klimatisierungsbereich. Über **Contracting** lassen sich diese aktivieren, insbesondere im öffentlichen Bereich, der unter einer chronischen Finanzknappheit leidet und daher viele unbedingt notwendige Sanierungsmaßnahmen nicht durchführen kann. Eine Förderung des Contracting könnte Hemmnisse abbauen, z. B. über eine Teilfinanzierung der Feinanalyse oder der Bereitstellung zinsvergünstigter Darlehen. Eine relativ neue Möglichkeit der Kapitalbereitstellung in diesem Bereich ist die Mobilisierung von privatem Kapital über eine Beteiligung an einer GmbH, wie es im Windkraftbereich üblich ist. Hier könnte das Land z. B. über seine Energieagentur Pilotprojekte initiieren, z. B. zur Energieeinsparung in öffentlichen Gebäuden wie Schulen, Schwimmbädern etc.

Die **Industrie** favorisiert das Instrument der **Selbstverpflichtungen**, um staatliche Zwangsmaßnahmen zu vermeiden. Häufig wird es auf einzelne Produkte angewandt, aber auch auf die Reduktion der eigenen CO_2–Emissionen bzw. der ihrer Kunden. Wichtig hierbei ist eine regelmäßige Nachverhandlung mit dem Ziel der Anpassung der Vereinbarung an den technischen Fortschritt bzw. sich gewandelter Randbedingungen und möglichst überzeugende potenzielle politische Maßnahmen als Alternative zur freiwilligen Selbstverpflichtung, um einen gewissen Druck bei den Verhandlungen aufbauen zu können. Eine Alternative im Bereich der Querschnittstechniken, wie z. B. in Anlagen und Geräten eingebaute Elektromotoren, ist die Einführung von **Energieverbrauchsstandards**, die nicht unterschritten werden dürfen. Motivation zur effizienten Energienutzung spielt auch in der Industrie eine Rolle, insbesondere im Bereich der Geschäftsführung und des Einkaufs. Die Unterstützung eines **Energiebenchmarking**-Systems, bei dem es ein Kennzahlensystem dem Unternehmen erlaubt, seine spezifischen Energieverbräuche mit denen ähnlicher Unternehmen zu vergleichen und so auf Einsparpotenziale aufmerksam zu werden, könnte z. B. vom Land durch Zuschüsse während der Einführungsphase dieses Instrumentes geschehen. Ein ebenfalls interessantes Instrument der Motivation und des Erfahrungsaustausches ist die Initiierung von industriellen Arbeitsgruppen verschiedener Unternehmen einer Region, in der gemeinsam bestimmte Energieeinsparungen vereinbart und gemeinsam umgesetzt werden (**Energiemodell Schweiz**). Erste Pilote könnten vom Land unterstützt werden, in dem z. B. der erforderliche professionelle Moderator bezahlt wird oder auch die Durchführung der energetischen Analysen in den Betrieben. Auch eine Förderung des **Contracting** von industriellen Nebenanlagen durch eine Zertifizierung besonders ausgebildeter Contracting-Unternehmen oder die Beteiligung des Landes an den Kosten einer Energieanalyse würde eine Reihe von Hemmnissen in den Unternehmen überwinden helfen.

Auch im **Verkehrsbereich** gibt es mannigfaltige Möglichkeiten für politische Maßnahmen zur Senkung des Energieverbrauchs. Neben freiwilligen oder verordneten Standards zum Energiebedarf der Fahrzeuge sind, speziell auf Landesebene, Maßnahmen zur Erhöhung der Attraktivität des **öffentlichen Personenverkehrs** zielführend. Da durch den **Fahrstil** ein nicht unerheblicher Teil des Spritverbrauchs beeinflussbar ist, kann die Förderung von Kur-

sen zu einer energieeffizienteren Fahrweise zielführend wirken. Eine interessanter neuerer Ansatz wäre die Förderung von **Car-sharing**: Die gemeinschaftliche Nutzung von vielen Fahrzeugen hat unter anderem den Vorteil, dass durch die intensivere Nutzung der Fahrzeuge der Reinvestitionszyklus deutlich schneller ist, und so immer die neuesten und energieeffizientesten Fahrzeuge zur Verfügung stehen. Ein weiterer Vorteil ist, dass für jeden Fahrzweck das geeignetste Fahrzeug zur Verfügung steht, so dass häufiger für den Stadtverkehr kleine energieeffiziente Fahrzeuge eingesetzt werden. Die Landesregierung könnte Car-sharing z. B. durch die Teilnahme der ihr unterstellten Einrichtungen fördern.

8.1.5 Maßnahmenvorschläge für landeseigene Einrichtungen

Das Land kann auch den Energieverbrauch seiner Liegenschaften und den der nachgeordneten Einrichtungen senken. Neben der direkten Auswirkung auf den Energieverbrauch des Landes hat es eine Reihe von Vorteilen wie z. B. einer Vorbildfunktion; der Demonstration von fortschrittlichen Techniken und der Sammlung von Erfahrungen mit ihr für Hersteller, Handwerker und Betreiber sowie der Erhöhung der Nachfrage nach energieeffizienten Geräten und der dadurch induzierten Kostenreduktion für alle Kunden bzw. erst der Schaffung eines Anreizes der Hersteller für die Konstruktion besonders energieeffizienter Geräte.

Im Prinzip kommen alle oben aufgeführten Maßnahmen in Frage, von Vorschriften für eigene Energieverbrauchsstandards bei der Gerätebeschaffung über freiwillige Selbstverpflichtungen der einzelnen Liegenschaften, Motivationsveranstaltungen für die Mitarbeiter, Fahrtraining für eine treibstoffsparende Fahrweise etc. Die Berücksichtigung der Gesamtkosten einer Investition über deren Nutzungsdauer anstelle nur der Investitionskosten kann ebenso wie das Contracting oder Intracting die Umsetzung energieeffizienter Lösungen fördern. Durch den Kauf von „Grünem Strom“ kann das Land den weiteren Ausbau der regenerativen Energien fördern. Das Car-sharing könnte durch Beteiligung von Dienststellen des Landes gefördert werden, in dem entweder geeignete Dienstwagen außerhalb der Dienstzeiten für die Nutzung in einem Car-sharing-pool gegen ein entsprechendes Entgelt zur Verfügung gestellt werden oder die Dienststelle anstelle eigener Fahrzeuge solche aus dem Car-sharing-Fahrzeugpool während der Dienstzeiten mietet.

8.2 Kraft-Wärme-Kopplung

8.2.1 Bestehende Hemmnisse, die einen weiteren Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung erschweren

In den Kapiteln 4 und 5 wurde bereits auf die schwierige wirtschaftliche Situation der Kraft-Wärme-Kopplung als Folge der Liberalisierung des deutschen Strommarktes hingewiesen. Der Verfall der Strompreise in Verbindung mit tendenziell steigenden Brennstoffpreisen für Erdgas und Heizöl führte nicht nur dazu, dass der Anlagenneubau völlig zum Erliegen gekommen ist, vielmehr wurden auch in erheblichem Umfang bereits bestehende Anlagen abgeschaltet. Die Vereinigung Industrielle Kraftwirtschaft geht davon aus, dass in Deutschland allein zwischen 1998 und Anfang 2000 insgesamt rund 1.000 MW_e KWK-Leistung stillgelegt wurden; überwiegend in der Industrie, betroffen waren aber auch zahlreiche kleinere dezentrale Anlagen in der Siedlungs-KWK. Die wirtschaftlichen Erleichterungen für die KWK im Rahmen der ökologischen Steuerreform sowie das im vergangenen Jahr verabschiedete KWK-Vorschaltgesetz waren offenbar nicht geeignet diesem Trend wirksam entgegenzuwirken. Die tatsächliche Realität steht damit in starkem Widerspruch zu vielen politischen Beteuerungen, die immer wieder die große Bedeutung der KWK für eine nachhaltige Energieversorgung betonen.

An das für das kommende Jahr geplante neue KWK-Gesetz werden gemischte Erwartungen geknüpft. Zumindest sollte durch die Bonusregelung ein weiterer Rückbau gestoppt werden können. Mit einem Zubau der Leistung industrieller KWK-Anlagen wird allerdings nicht gerechnet, da immer kürzere betriebswirtschaftliche Amortisationszeiten der Anlagen gefordert werden, die heute vielfach bei 2 bis 3 Jahren liegen und nur in den seltensten Fällen erreicht werden können. Auch Contractingunternehmen konzentrieren ihr Engagement angesichts unsicherer Erwartungen zur Brennstoff- und Strompreisentwicklung sowie der politischen Rahmenbedingungen nur auf besonders geeignete Projekte. Positiver sind die Erwartungen für den Bereich kleinerer BHKW im Leistungsbereich unter 2 MW_e. Hier zeichnet sich eine langsame Belebung des Marktes ab, der jedoch nicht zu der in den Szenarien EFFIZIENZ und NACHHALTIGKEIT geforderten starken Zubaudynamik führen wird.

Neben den Hauptproblemen ungünstiger Relationen von Brennstoff- und Strompreisen bzw. Einspeisevergütungen und der vielfach kurzen geforderten Amortisationszeiten, bestehen eine ganze Reihe weiterer Hemmnisse, die ein rasches Vordringen der KWK verhindern. Hier kann mit entsprechenden Maßnahmen auch auf Landesebene angesetzt werden. Grundsätzlich lassen sich neben weiteren wirtschaftlichen Hemmnissen, strukturelle, rechtliche, organisatorische und Informationsdefizite benennen. Sie wurden bereits in mehreren Studien detailliert analysiert [UBA 2000], [AGFW 2000] und decken sich im Wesentlichen mit eigenen Erfahrungen. Insofern scheint es sinnvoll, hier nur eine stichpunktartige Übersicht zu geben. Als weitere Hemmnisse, die primär dem **wirtschaftlichen Bereich** zuzuordnen sind, gelten:

- Infrastrukturmaßnahmen im Bereich der Siedlungs-KWK sind kapitalintensiv und erfordern ein hohes Maß an Investitionssicherheit. In den aufgrund ihrer hohen Wärmedichte besonders attraktiven dicht bebauten Gebieten treten Wärmenetze jedoch vielfach in Konkurrenz zur Erdgasversorgung, die teilweise bereits einen Versorgungsgrad von 90 % erreicht hat. Dadurch wird der Auf- und Ausbau von Nah- und Fernwärmenetzen erheblich erschwert.

- Speziell im Gebäudebestand ist die Errichtung von Wärmenetzen zusätzlich mit der Unsicherheit hinsichtlich der erreichbaren Anschlussgrade verbunden. Da Anschlüsse normalerweise nur im Zuge von Heizungserneuerungen realisiert werden, ist mit langen Fristen zu kalkulieren.

- Unsicherheit hinsichtlich der erzielbaren Wärmeerlöse aus KWK-Anlagen aufgrund der Kopplung von Erdgas- und Fernwärmepreisen an den Rohölpreis.

- Die bisherige Verbändevereinbarung (Strom) bzw. ihre praktische Anwendung erschwert den Netzzugang von KWK-Anlagen und damit die Vermarktungschancen für KWK-Strom. Von Anlagenbetreibern wird kritisiert, dass die gezahlten Einspeisevergütungen einiger Elektrizitätsversorgungsunternehmen deutlich unter den Netznutzungsentgelten liegen, die für die Stromdurchleitung bis hinunter zur Niederspannungsebene verlangt werden.

- Kritisiert wird vielfach auch die Marktmacht großer Energieversorgungsunternehmen, die trotz der Liberalisierung des Strommarktes aufgrund des starken Konzentrationsprozesses in der Branche seit 1998 weiter zugenommen hat. Es wird berichtet, dass KWK-Projekte mit Dumpingangeboten bei den Strompreisen (auch Erdgaspreisen) verhindert wurden, und Verbände wie der Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung schreiben es der Lobbyarbeit der großen Versorger zu, dass Maßnahmen zum weiteren Ausbau der KWK auf politischer Ebene erfolgreich verhindert wurden (z.B. die Umsetzung einer von den KWK-Verbänden geforderten Quotenregelung).

- BHKW-Hersteller und –Betreiber sind zumeist kleine und mittlere Unternehmen, die finanziell nicht in der Lage sind, wirtschaftliche schwierige Situationen über einen längeren Zeitraum hinweg zu meistern, u.a. auch deshalb weil in den letzten Jahren kaum Rücklagen gebildet werden konnten.

- Aus dem gleichen Grund bestehen für diese Unternehmen kaum finanzielle Spielräume, neue technologische Entwicklungen voranzutreiben (z.B. Stirling- oder Brennstoffzellen-BHKW). Das technische Forschungs&Entwicklungsrisiko lässt sich zwar durch staatliche Förderung mildern, in der Regel aber nicht oder nicht in ausreichendem Maße der relativ hohe finanzielle Aufwand, Prototypen bis zur Serienreife weiterzuentwickeln und in den Markt einzuführen. Privatwirtschaftlichen Finanzierungen stehen derzeit die wenig attraktiven Marktaussichten entgegen.

Als wichtige Hemmnisse, die primär im Zusammenhang mit den **rechtlichen Rahmenbedingungen** zu sehen sind, gelten:

- Das Gemeindewirtschaftsrecht schränkt in fast allen Bundesländern Tätigkeiten kommunaler Unternehmen außerhalb ihrer Gemeindegrenzen ein. Dadurch wird die Verbreitung erfolgreicher KWK-Aktivitäten erschwert.

- Rechtliche Regelungen sind teilweise unklar, etwa zur Definition von Contracting im Rahmen der Ökologischen Steuerreform.

- Die praktische Umsetzung gesetzlicher Regelungen führt bei Betreibern kleiner BHKW zu einem unangemessen hohen Aufwand. Dies betrifft beispielsweise das Procedere der Mineralölsteuerrückerstattung, da die Nachweispflichten unabhängig von der Anlagengröße sind.

- Die Schutzklauseln für die deutsche Braunkohle des Energiewirtschaftsgesetz hemmen speziell in den neuen Bundesländern den Ausbau der Fernwärmeversorgung auf der Basis von KWK.

Darüber hinaus bestehen einige **weitere Hemmnisse**, von denen an dieser Stelle nur die beiden wichtigsten genannt werden sollen:

- Lange Entscheidungswege auf kommunaler Ebene verhindern häufig eine schnelle Umsetzung von KWK-Projekten in öffentlichen Gebäuden und die Realisierung von Nahwärmeversorgungen. Dies führt für Contractingunternehmen zu einem hohen Akquisitionsaufwand mit schlecht kalkulierbaren Erfolgsaussichten.

- Nach wie vor bestehen erhebliche Kenntnisdefizite. Überdimensionierte Anlagen (z.B. weil Energieeinsparmöglichkeiten nicht hinreichend berücksichtigt werden) erreichen nicht die erwartete Wirtschaftlichkeit und wirken negativ auf das Image der KWK. Die Zahl erfahrener Mitarbeiter bei Planern, Anlagenherstellern und Betreibern hat sich aufgrund der schlechten Marktlage in den vergangenen Jahren deutlich reduziert. Dies gilt auch für den Nachwuchs bei Ingenieuren und Technikern, für den das Thema an Attraktivität verloren hat.

8.2.2 Handlungsempfehlungen

Um die genannten Hemmnisse abzubauen und damit die Voraussetzungen zu schaffen, dass sich die KWK entsprechend der in Kapitel 6 beschriebenen Szenarien entwickeln kann, bedarf es erheblicher Anstrengungen. **Das Land Baden-Württemberg kann dazu sowohl indirekt als auch direkt beitragen.**

Zeitlich vorrangig ist die Verabschiedung des KWK-Gesetzes, damit eine belastbarere Kalkulationsgrundlage für die KWK geschaffen wird. Das Land sollte sich dafür im Bundesrat einsetzen, um letztlich auch (kurzfristig) einen Beitrag zur Existenzsicherung der im Land ansässigen Anlagenhersteller zu leisten, die speziell im Bereich der BHKW über eine sehr gute Wettbewerbsposition verfügen und längerfristig einen erheblichen Anteil am Ausbau der KWK in Deutschland und international haben können. Sollte das KWK-Gesetz weiter auf sich warten lassen, werden die Unternehmen über kurz oder lang ihre Geschäftstätigkeit einstellen müssen, was mit einem entsprechendem Know-how-Verlust verbunden wäre.

Angesichts der derzeit absehbaren Preisentwicklung bei Brennstoffen und Strom kann die aktuelle Bonusregelung im KWK-Gesetz allerdings nur mittelfristig zur Stützung des Marktes beitragen. Um den Ausbau längerfristig zu sichern, besteht die Notwendigkeit rechtzeitig Anschlussregelungen zu finden. Dafür kommen im Wesentlichen die kontinuierliche Anpassung und Fortschreibung der Bonusregelung oder eine Quotenregelung (mit oder ohne Zertifikatshandel) in Frage, die bereits im Vorfeld des Gesetzes intensiv diskutiert wurde (wobei hier auch eine Differenzierung der Quote zwischen großen und kleinen KWK-Anlagen zu denken ist). Obwohl auch Quotenregelungen mit Nachteilen und Umsetzungsschwierigkeiten verbunden sind, weisen sie als mengenorientiertes Steuerungsinstrument gegenüber der jetzigen preisorientierten Regelung vor allem den Vorteil auf, dass sich der Ausbau der KWK weitgehend unabhängig von Preisschwankungen bei Brennstoffen oder Strom vollziehen kann, aber trotzdem ein Wettbewerb unter den Anbietern von KWK-Strom gewahrt wird. Eine **Quotenregelung** sollte daher mittelfristig als Marktunterstützungsinstrument favorisiert werden. Das Land kann dazu u.a. seine bereits seit einiger Zeit angestellten Überlegungen zur Ausgestaltung von Quotenregelungen im Zusammenhang mit der Förderung von REG in die Diskussion einbringen (vgl. u.a. Öko/DLR 2001).

Als weitere bzw. ergänzende Maßnahmen zur Verbesserung der allgemeinen Rahmenbedingungen, die vom Land aktiv vorangebracht werden sollten, sind zu nennen

- Eine weitere Anhebung der Leistungsgrenze für die Befreiung von der Mineralöl- und Stromsteuer von 2 MW_e auf 5 MW_e und Gleichstellung von Contractoren mit Eigenerzeugern.

- Entbürokratisierung der Verfahren zur Rückerstattung der Mineralölsteuer (besonders bei Kleinanlagen).

- Erlass einer Verordnung, die die Nutzung elektrischer Netze regelt (einschließlich der Entgelte)

Die Verbesserung der allgemeinen Rahmenbedingungen ist für eine dynamische Entwicklung des KWK-Marktes zwar notwendig, jedoch nicht ausreichend. Vielmehr kommt es auch darauf an, neue Anwendungsfelder und Technologien zu erschließen. Hier kann die **Landesregierung direkt Einfluss** nehmen.

Im Vordergrund stehen **Demonstrationsvorhaben** im dezentralen Bereich, die in begrenztem Umfang bereits durch das Programm „Förderung von Demonstrationsvorhaben der rationellen Energieverwendung und der Nutzung erneuerbarer Energieträger“ des Wirtschaftsministeriums gefördert werden[49]. Demonstrationsvorhaben im KWK-Bereich sind aber in einer größeren Zahl erforderlich, um Betriebserfahrungen in unterschiedlichen Anwendungsbereichen in ausreichend großer Vielfalt und ausreichend kurzer Zeit zu gewinnen Diese Erfahrungen sollten auch in geeigneter Form veröffentlicht werden. Die folgende Zu-

[49] Darüber hinaus können derzeit innovative Produktentwicklungen über das CI-Programm mit maximal 150.000 DM gefördert werden.

sammenstellung zeigt nicht nur, dass vielfältige Möglichkeiten für sinnvolle Projekte bestehen, sie verdeutlicht damit auch den erheblichen Nachholbedarf im Bereich der Demonstration.

Kleinst-BHKW

- Brennstoffzellen-BHKW zur Hausenergieversorgung (entsprechende Projekte befinden sich bereits in der Vorbereitung)
- Motor-BHKW zur Versorgung mehrer Reihenhäuser in Niedrigenergiebauweise mit einen Contractor (Mikro-Netz)
- kleine Stirling-BHKW in Mehrfamilienhäusern
- Stirling-BHKW, die mit Biogas und Holzpellets betrieben werden
- Einsatz modulierender Motor-BHKW in einen Einfamilienhäusern (ggf. auch Mikronetze)
- Kombination von Motor-BHKW und thermischen Solaranlagen in kleinen Mehrfamilienhäusern

Größere BHKW in der Objektversorgung

- Mikrogasturbinen mit Kältenutzung für kleine Gewerbebetriebe
- größere Brennstoffzellen-BHKW
- Erprobung von Contractingkonzepten für größere Mehrfamilienhäuser (Mess- und Abrechnungsverfahren)
- Mikro-Nahwärmenetze zur Versorgung von wenigen Mehrfamilienhäusern im Gebäudebestand

Siedlungs-KWK

- Nahwärmenetze im Gebäudebestand mit Motor-BHKW
- Nahwärmenetze mit Holz-HKW
- Nahwärmenetze mit Biogas-BHKW und saisonalem Wärmespeicher
- Geothermische Heizwerke

Hier sollte die Aspekte der Risikoabsicherung, Minimierung der Vorplanungskosten bzw. Übernahme, die Durchführung der Heizkostenabrechnung (kostengünstig) und die Betreiberform untersucht und demonstriert werden.

Industrie

- Nahwärmenetze zur Versorgung mehrerer Industrieunternehmen
- Kleinere KWK-Anlagen mit Dampfauskopplung
- KWK-Anlagen auf der Basis von Holz mit Feuerungswärmeleistungen unter 5 MW
- Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung unter 100 kW Kälteleistung
- Nutzung von Hochtemperaturabwärme für die Stromerzeugung mit ORC-Prozessen

Aus der Zusammenstellung geht die relative starke Bedeutung kleinerer dezentraler Systeme hervor im Leistungsbereich bis zu wenigen hundert Kilowatt elektrisch, die auch die Schwerpunktsetzungen in den Szenarien EFFIZIENZ und NACHHALTIGKEIT wiederspiegelt. Über die Demonstrationsphase hinaus ist daher sicherzustellen, dass längerfristig eine breitere Umsetzung möglich ist. Dies betrifft in erster Linie technologische Neuerungen wie Brennstoffzellen- oder Stirling-BHKW, für die es aufgrund des erreichten Entwicklungsstandes

heute allerdings noch zu früh ist, Maßnahmen für die Markteinführung zu präzisieren. Anders stellt sich die Situation im Bereich der klassischen Anlagentechnologien dar, bei denen es vorrangig um die Erschließung neuer Anwendungsbereiche geht. Unter der Annahme, dass das KWK-Gesetz wie geplant in Kraft tritt, ist davon auszugehen, dass die Anlagen in einer Reihe von Fällen den Sprung in die Wirtschaftlichkeit schaffen, wobei als ergänzende Maßnahme – analog zum Energiesparprogramm Altbau des Landes – auch die Förderung von KWK-Anlagen im Neubaubereich zu empfehlen ist. Kurz- bis mittelfristig gilt es deshalb, mit erfolgreichen Demonstrationsvorhaben die Akzeptanz zu erhöhen und vorhandene Informationsdefizite abzubauen. Dazu werden folgende Maßnahmen empfohlen, die teilweise auf bereits Vorhandenem aufbauen (z.B. Aktivitäten des Wirtschaftsministeriums und des Landesgewerbeamtes):

- Ausweitung des Impulsprogramms Altbau auf den Bereich der KWK.
- Erstellung von zielgruppenspezifischem Informationsmaterial zu den Einsatzmöglichkeiten von KWK-Anlagen (kommunale Verwaltungen, Unternehmen des verarbeitenden Gewerbes und des Dienstleistungssektors, Wohnungsbaugesellschaften, Architekten usw.).
- Erstellung von Schulungsunterlagen für die Ausbildung von Handwerkern, Technikern und Ingenieuren. Dazu zählt auch der Aufbau eines Bildungsservers im Internet.
- Gezielte Durchführung von Weiterbildungsmaßnahmen im gewerblichen Bereich (kleinere und mittlere Planungsbüros, Handwerksbetriebe, Contractoren, potentielle Nutzer), z.B. in Anlehnung an das REN-Impulsprogramm in Nordrhein-Westfalen
- Parallel sollte ein Infoserver im Internet erstellt werden, der über Anbieter, Produkte, ausgeführte Anlagen, Demonstrationsvorhaben und technologische Entwicklungstrends informiert. Gleichzeitig sollten hier aktuelle Daten zur Marktentwicklung und Fördersituation bereitgestellt werden und ein Forum geschaffen werden, das die Kontaktaufnahme zwischen Anbietern und Nutzern unterstützt.
- Fortführung der Förderung von Existenzgründungen im Energiebereich. Häufig handelt es sich um Jungunternehmer oder KMU, die sich im Bereich der dezentralen Energieversorgung Geschäftsfelder aufbauen wollen, dazu aber nicht über ausreichende Mittel zur Finanzierung der Startphase verfügen.
- Förderung der Erstellung von Wärmekatastern für den kommunalen und gewerblichen Bereich. Hier kann u.a. auf Erfahrungen im Ausland zurückgegriffen werden. So wurden in den Niederlanden systematisch industrielle Wärmesenken in einem Wärmekataster erfasst, das sich im Zuge der dynamischen Entwicklung der KWK in den 1990er-Jahren in den Niederlanden als wichtige Informationsgrundlage erwiesen hat.
- Unterstützung von Kommunen, die im Bereich der Siedlungs-KWK tätig werden wollen. Dazu zählt die Erarbeitung von Kriterien für Nahwärmekonzepte sowie die Beratung beim Ausweis von Vorranggebieten und der Projektrealisierung.
- Neben den genannten Maßnahmen lassen sich zahlreiche weitere anführen, die ergänzend wirken können. Dazu zählt die Durchführung von Tagungen, Messen und Wettbewerben (in Frage käme beispielsweise eine Auszeichnung von besonders energieeffizienten Städten und Gemeinden) oder die Vergabe von Gütesiegeln (z.B. für kommunale Qualitätsmanagementsysteme im Energiebereich).

Die Umsetzung der genannten Maßnahmen, insbesondere die Errichtung einer ausreichend großen Zahl von Demonstrationsvorhaben, bedingt eine **strategische politische Entscheidung** von längerfristigem Charakter. Erfahrungen im Ausland und in anderen Bundesländern (z.B. das Programm „Rationelle Energieverwendung und Nutzung unerschöpflicher Energien“ in Nordrhein-Westfalen oder die Förderung der Biomasse in Bayern) zeigen, dass entsprechende Programme auf mindestens 10 Jahre ausgelegt sein müssen und eine

angemessene finanzielle Ausstattung erfordern, wenn sie eine länger dauernde Wirkung erzielen sollen. Der entsprechende Mitteleinsatz ist dabei jedoch nicht als Belastung öffentlicher Haushalte zu verstehen, sondern vielmehr als Investition in die Zukunft, nicht zuletzt auch unter industriepolitischen und arbeitsmarktpolitischen Gesichtspunkten. Baden-Württemberg verfügt in der Energietechnik über eine hervorragende wissenschaftlich-technische Basis und leistungsfähige Unternehmen, die in der Lage sind, den wachsenden Bedarf an innovativen Systemlösungen in der Energieversorgung zu decken. Für viele kleine und mittlere Unternehmen ist dabei aber eine regionale Entwicklungsperspektive, die durch eine gezielte Förderung ausgelöst werden kann, eine Grundvoraussetzung, um längerfristig auch überregionale Märkte erfolgreich bedienen zu können. Der erforderliche Mitteleinsatz für die Demonstrationsprogramme im KWK-Bereich wird – wegen der engen Verknüpfung mit der Erschließung der Biomasse – zusammen mit den Mitteln für den REG-Zubau in Abschnitt 8.3 ausgewiesen.

8.3 Regenerative Energien

8.3.1 Generelle Hemmnisse und Einführungsprobleme

Einem stetigen, energiewirtschaftlich relevanten REG-Ausbau – z.B. entsprechend dem Ausbau im Szenario NACHHALTIGKEIT, welches auf dem Verdopplungsziel 2010 aufbaut und die dadurch entstandene Dynamik weiterführt – stehen trotz der merklichen Wirkung verschiedener energiepolitischer Instrumente (EEG, 100.000 Dächer-Programm; Marktanreizprogramm, diverse Länderprogramme) auch heute noch zahlreiche Hemmnisse entgegen.

Diese lassen sich in vier Hauptkategorien einteilen; sie sind im Folgenden durch die wichtigsten Hemmnisbereiche charakterisiert:

1.) Hemmnisse durch wirtschaftliche, politische und strukturelle Rahmenbedingungen

- Vergleichsweise geringe Kosten fossiler Energieträger setzen zu geringe Anreize, um Alternativen weiterzuentwickeln und einzusetzen. Da gleichzeitig der Verbraucher die durch ihn verursachten Nebeneffekte der heutigen Energieversorgung nicht unmittelbar spürt, sieht er meist keinen direkten Handlungsbedarf. Das kurzfristige Kosten-Nutzen-Verhältnis verschiebt sich für ihn daher positiv in Richtung der fossilen Energieträger.
- Die spezifische Investitionskosten von REG sind noch vergleichsweise hoch, wodurch die wirtschaftliche Rentabilität noch weitgehend von der öffentlicher Förderung abhängt. Die Investitionssicherheit der Akteure wird somit stark durch die energiepolitischen Anreize geprägt. Gleichzeitig sind die Akteure jedoch gezwungen, infolge der Kostenstruktur der REG (anfängliche hohe Investitionen, damit Betriebskosten gegenüber Kapitalkosten meist vernachlässigbar) in hohe Vorleistungen zu gehen.
- Die fehlende Berücksichtigung externer Effekte (z.B. Schadstoffemissionen, Endlagerung radioaktiver Abfälle; sowie die daraus resultierenden gesundheitlichen und klimabeeinflussenden Folgen) begünstigt die weitere Nutzung fossiler Energieträger.
- Das gewachsene, auf fossile und nukleare Energieträger abgestimmte und optimierte Energiesystem bieten noch zu wenig Ansatzpunkte für den optimalen Einsatz von REG. Gleichzeitig stehen dem jahrzehntelanger Entwicklungsvorsprung konventioneller Energieträger die noch „jungen“ und teilweise ungewohnten REG-Technologien gegenüber.
- Die Weigerung der Netzbetreiber, Vorgaben nach dem EEG zu folgen (z. B. Stromeinspeisung, Netzanschluss), sowie eine oft zu langwieriger Genehmigungsprozess von Fördermaßnahmen und unklare energiepolitische Aussagen über die Fortführung der Förderung (z.B. §8 Abs.2 Satz 2 EEG) führen zu Planungsunsicherheiten und weiteren „Reibungsverlusten“.

2.) Informationsdefizite und unzureichende Erfahrungen

- Auf Seiten der Betreiber ist die Informationsqualität hinsichtlich der Genehmigungsverfahren und der örtlichen Gegebenheiten vielfach unzulänglich. Es herrscht auch ein Mangel an Informationen hinsichtlich Entwicklungsstand und Verfügbarkeit der Technologien sowie der Finanzierungsmöglichkeiten. Ebenfalls spielt vielfach die Unkenntnis über das Vorhandensein regionaler Förderprogramme eine wesentliche Rolle
- Auf Seiten der Bevölkerung gibt es noch zahlreiche Wissensdefizite über die Auswirkungen beim Betrieb von REG-Anlagen. Daraus resultieren häufig geäußerte Bedenken und Befürchtungen hinsichtlich möglicher Beeinträchtigungen. Sie werden teilweise weiter genährt durch einseitige Informationen interessierter Initiativen. Beispiele sind diesbezüglich Befürchtungen zu hoher Lärmemissionen, von Lichtreflexen und Schattenwurf, Störungen des Funkverkehrs, oder Beeinträchtigung des Tourismus bei Windkraftanlagen; starke Verkehrszunahme und beträchtliche Schadstoffemissionen bei Biomasse-Kraftwerken.
- Auf Seiten der Behörden besteht vielfach Unkenntnis über Genehmigungsverfahren für REG; Ermessensspielräume werden sehr unterschiedlich ausgenutzt.

3.) Hemmnisse aufgrund rechtlicher Rahmenbedingungen

- Unzureichende Planungssicherheit durch zu kurzfristige zeitliche Bindung des Gesetzgebers (z.B. fehlende Nachfolgeregelung zum EEG nach Erreichen des geplanten Zubaus aus dem „100.000 Dächer Programm“ (§8, Abs. 2, Satz 2 EEG), sowie Unsicherheiten hinsichtlich des Weiterbestehens von Förderinstrumenten bei Regierungswechseln).
- Zu langwierige, als auch vielfach zu komplizierte Genehmigungsverfahren (Raumordnungsverfahren, Baugenehmigungen, Zuschussanträge, Kredite); bürokratische Abwicklung von Betreibermodellen durch die Finanzämter (z. B. aufwendige Umsatzsteuererklärungen).
- Teilweise hohe Auflagen auf Bundes-, Landes- oder kommunaler Ebene, z. B. hinsichtlich Ausgleichsmaßnahmen nach § 8 BnatSchG, Ausgleichszahlungen nach dem Bundesnaturschutzrecht; Begleituntersuchungen zum Naturschutz; Erstellen von Landschaftsbildanalysen, Lärmschutz Abstände zu Nachbargrundstücken, TÜV-Prüfung von Anlagen trotz erfolgter Typenprüfung
- Unterschiedliches Bau-, Landschaftsschutz- und Naturschutzrecht der Länder

4.) „Hemmnisse“ aufgrund naturgesetzlicher Gegebenheiten

Gegenüber fossilen Energien, die zumindest in Industrieländern in scheinbar unbegrenztem Umfang jederzeit an jedem Ort verfügbar sind, besitzen die natürlichen Energieströme Eigenschaften, die oft als „Nutzungshemmnisse“ empfunden werden. In ihrer Wirkung führen sie jedoch „nur“ dazu, dass ihre Aufbereitung und Nutzung technologisch aufwendig ist und dadurch verteuert wird, was sich wiederum in den o.g. Hemmnissen 1-3 niederschlägt. Auch werden aus den natürlichen Gegebenheiten vielfach zu enge Potenzialgrenzen abgeleitet. Beispiele dafür sind:

- Die Energieerzeugung ist an bestimmte Regionen gekoppelt mit einem entsprechenden energetischen Potenzial, das häufig mit einer dort zu geringen Nachfrage korrespondiert (z.B. Biomasse)

- Teils (insbesondere Wind- und Solarenergie) zeitlich nicht steuerbare Energiebereitstellung bei gleichzeitig generell schlechter Speicherfähigkeit von Elektrizität

- Größere Flächen- und Raumbeanspruchung am Ort der Energiebereitstellung, da die Energieausbeute von der vorgegebenen natürliche Energiedichte abhängt.

- Erreichen der technisch sinnvollen Ausbaugrenze bei einzelnen Energien (Wasserkraft) oder in einzelnen Regionen (z.B. Windkraft).

8.3.2 Wirkung von Hemmnissen auf ausgewählte REG-Technologien

Die einzelnen Hemmnisbereiche sind für die verschiedenen REG unterschiedlich bedeutsam. An ausgewählten einzelnen Technologien wird daher ausgeführt, in welchen Bereichen und auf der Basis welcher Maßnahmen bereits entscheidende Beiträge zum Abbau der bestehenden Hindernisse geleistet werden konnten.

8.3.2.1 Windenergie

Die Windenergie stellt unter den REG heute die Option mit dem dynamischsten Wachstum, als auch diejenige mit dem kurzfristig absolut größten Ausbaupotential dar. Wesentliches Merkmal sind die sehr hohen, daher weit sichtbaren und zudem noch bewegten Türme. Windkraftwerke reichen weit in das Blickfeld hinein, was einen hohen Flächenverbrauch vortäuscht. Verstärkt wird der Effekt durch das gehäufte Auftreten von Anlagen in windhöffigen Regionen, deren Anzahl aus meteorologischen Gründen begrenzt ist. Windkraftwerke sind aber trotz der unterschiedlichen Installationsdichte mit weit über 10.000 Anlagen mittlerweile über weite Teile des Bundesgebiet flächendeckend verteilt. Im Gegensatz zu herkömmlichen Großkraftwerken, die nur an wenigen Standorten (etwa 200) auftreten, steht damit ein deutlich höherer Anteil der Bevölkerung im (direkten) Kontakt mit dieser REG-Nutzungsform. Aufgrund der bereits erreichten hohen Verbreitung der Windenergie wirken sich mittlerweile zunehmend Akzeptanzschwierigkeiten hemmend auf den weiteren Ausbau aus. Spezielle Beschränkungen ergeben sich dabei insbesondere aus den Aspekten Natur- und Landschaftsschutz.

Windkraftanlagen stellen laut § 8 BNatSchG einen „Eingriff in die Natur und Landschaft“ dar, was generell zu hohen Auflagen führt. Oft handelt es sich dabei um Maßnahmen wie das Anlegen von Biotopen oder die Schaffung von spezifischen Ausgleichsflächen. Ein objektiver Abgleich mit den positiven Aspekten der Windenergie bezüglich des Naturschutzes (z. B. Beitrag zur Verhinderung der drohenden Gefahren durch den Treibhauseffekt) erfolgt bisher nicht. In den letzten Jahren sind Seitens des Bundes und der Länder verschiedene Hilfestellungen für die Zulassung von Standorten für die Nutzung der Windenergie durch Kommunen oder andere Gebietskörperschaften vorgelegt worden, (vgl. etwa die „Windfibel“ des WiMi Baden-Württemberg). Vielfach werden derartige nützliche Unterlagen jedoch nur unzureichend genutzt bzw. zum Teil sogar ignoriert. Bezüglich der Aspekte des Landschaftsschutzes, die durch Kampagnen verschiedener Verbände immer stärker in den Vordergrund rücken, hat die Änderung des §35 des BauGB im Jahr 1997 zu einer Konfliktentschärfung beigetragen. Infolge der hiermit verbundenen Privilegierung der Windenergie in den Außenbezirken sind die Gemeinden aufgefordert worden, auf kommunaler Ebene einerseits Tabuzonen für die Errichtung von Windkraftwerken einzurichten und andererseits Vorrangflächen auszuweisen. Vielfach konnte dieser Prozess allerdings sehr erfolgreich unter Einbeziehung der Bürger der Gemeinden und der entscheidenden Interessensvertreter durchgeführt werden.

Dennoch sind die Haltungen der relevanten Genehmigungsbehörden heute noch durchaus unterschiedlich. So strebt etwa die Landesregierung Baden-Württemberg derzeit (Stand Oktober 2001) eine sehr restriktivere Genehmigungspraxis an. Durch eine Änderung des Landesplanungsgesetzes sollen künftig die Windkraftstandorte nicht mehr durch kommunale Flächennutzungspläne, sondern durch Festlegungen der zwölf Regierungsverbände be-

stimmt werden. Hierdurch soll windenergiefreundlichen Gemeinden die Realisierung von neuen Anlagen erschwert werden. Diese Haltung der Landesregierung ist umso verwunderlicher, als BW mit derzeit lediglich rund 100 installierten Anlagen eines der Bundesländer mit der geringsten Nutzungsdichte der Windkraft ist.

Eine völlig andere Haltung verfolgt dagegen die Landesregierung von Nordrhein-Westfalen trotz dort höherer Installationsdichte der Windkraft. Sie schlägt mit der Vorgabe „die Wirtschaftskraft des Landes stärken zu wollen“ vor, künftig sogar Windkraftwerke außerhalb der ausgewiesenen Vorranggebiete zuzulassen. Um einen Kompromiss zwischen den Anliegen des Klimaschutzes auf der einen Seite und des Landschaftsschutzes auf der anderen Seite zu finden, soll der bestehende Runderlass zum Thema Windenergie dahingehend geändert werden, dass für Anlagen mit einer Höhe von mehr als 100 m verstärkte Ausgleichsmaßnahmen für den Eingriff in die Natur notwendig werden (z. B. Durchführung von Naturschutzprojekten oder Geldmittel an entsprechende, diese durchführende Stellen). Darüber hinaus will das Land im verstärkten Maße versuchen, die Bürger frühzeitig in die Planungen von Windenergieanlagen einzubeziehen.

8.3.2.2 Photovoltaik

Die Photovoltaik stellt bisher nur einen kleinen Teil der durch REG erzeugten Strommenge dar, ist aber andererseits eine ihrer bekanntesten Nutzungsformen und besitzt in breiten Bevölkerungsschichten eine sehr hohe Akzeptanz. Durch das EEG und das „100.000 Dächer-Programm“ haben sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für private Betreiber stark verbessert, so dass unter günstigen Bedingungen hierdurch eine Kostendeckung realisiert werden kann. Nach entsprechenden Änderungen in den Ausführungsbestimmungen des 100.000 Dächer-Programms gilt dies mittlerweile auch für gewerbliche Betreiber, die zudem die Möglichkeiten des Vorsteuerabzuges für sich positiv geltend machen können. Die Verbesserung der ökonomischen Rahmenbedingungen stoßen aber auch immer wieder auf Bedenken. Negativ äußert sich aktuell auch der Bundesrechnungshof (Stand Oktober 2001), der mit der Kopplung beider Modelle einen Verstoß des in der Bundeshaushaltsordnung verankerten Grundsatzes der Subsidiarität sieht. Nach diesem Grundsatz sollten die Zuwendungsempfänger einen Großteil der erforderlichen Mittel selber finanzieren.

Mit der Begründung der Verabschiedung des EEG (und des KWK-(Vorschalt-)Gesetzes) im Frühjahr 2000 haben die meisten EVU ihre Strompreise für die Tarifkunden zum Teil deutlich erhöht. Teilweise kam es zu Preisanhebungen von deutlich oberhalb von 1 Pf/kWh, die allerdings durch die real auftretenden Belastungen der Unternehmen durch die beiden Gesetze nicht bzw. nur zu Teilen legitimiert sind. Auf der anderen Seite sind an kaum einer Stelle Preise gesenkt worden, obwohl im Zuge des Umlageverfahrens für eine ganze Reihe von EVU geringere Aufwendungen entstanden sind. Bei den, den REG skeptisch gegenüber stehende Stromkunden und Teilen der Politik hat dies zu Akzeptanzschwierigkeiten geführt.

Ein größeres Hemmnis stellt auch die Vorgehensweise der Genehmigungsbehörden dar. Häufige Kritikpunkte auf Seiten der Anlagenbetreiber sind die zu langen Genehmigungsverfahren (z. B. von Förderanträgen), spezifische Auflagen (z. B. in Bebauungsplänen) sowie die zum Teil unsichere Rechtsauslegung. Eine grundlegende Schwierigkeit scheint darin zu bestehen, dass den Beteiligten die Vorschriften und Zuständigkeiten nicht klar sind. In der Regel sind keine Genehmigungen nötig, entsprechende Anträge werden jedoch aus Unkenntnis trotzdem gestellt und aus ebengleicher Unkenntnis auch häufig bearbeitet.

Weiter stehen zahlreiche Energieunternehmen der Einspeisung in ihr Versorgungsnetz noch immer ablehnend gegenüber, wodurch sich häufig Schwierigkeiten, Verzögerungen und zu hohe Kosten mit dem Netzanschluss ergeben. Die Anschlussbedingungen einzelner Unter-

nehmen werden in Erfahrungsberichten nicht selten als Schikane beschrieben. Verschiedene Unternehmen sind diesbezüglich bereits verklagt worden[50]. Zudem haben die Kartellämter entsprechende Verfahren eingeleitet. Eine bundesweite Clearingstelle soll sich weiterhin strittiger Fälle annehmen.

8.3.2.3 Solarthermische Kollektoren

Vom Einsatz von Kollektoren zur Nutzwärmebereitstellung geht bei weitem keine vergleichbare Faszination aus, was u.a. auch die bisher relativ geringere öffentliche Förderung dieser Nutzungsoption erklärt. Der Informations- und Kenntnisstand in der Bevölkerung, bei Behörden und bei Finanzinstituten ist bezogen auf die Anwendung, das mittlerweile erreichte hohe technische Niveau und die hohe Verfügbarkeit und die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen von Solarkollektoren sehr unzureichend. Bei der Kapitalbeschaffung über Banken wird die fachliche Kompetenz der Kreditgeber bemängelt. Ebenso wirkt die mangelnde fachliche Kompetenz bei Versicherungen und bei den Behörden häufig hemmend.

Typischerweise werden derzeit solarthermische Anlagen vor allem auf Einfamilienhäusern installiert. Anlagen auf Mehrfamilienhäusern und größere Nahwärmesysteme sind die Ausnahme und haben bisher überwiegend Demonstrationscharakter. Hier kommt u.a. das Vermieter/Mieter-Dilemma zur Wirkung. Hauseigentümer von Mehrparteien-Miethäusern haben zwar die Investitionskosten zu tragen, die Ersparnis an Heizenergie kommt aber allein den Mietern zugute. Andererseits haben investitionswillige Mieter oft mit der Abneigung des Hauseigentümers zu kämpfen, der keine technischen Veränderungen an seinem Gebäude zulassen will. Weiterhin sind Architekten, Bauunternehmer und Wohnbaugesellschaften i. allg. sehr unzulänglich über die Möglichkeiten einer integrierter Energieversorgung unter Einschluss der REG für größere Gebäude informiert (z.B. Klimatisierung, Kühlung) und haben auch falsche Vorstellungen hinsichtlich der Mehrkosten derartiger Konzepte.

8.3.2.4 Biogas

Biogasanlagen haben insbesondere außerhalb des landwirtschaftlichen Nutzungsraumes aufgrund ihrer (ihnen zum Teil auch nur zugeschriebenen) Eigenheiten (Geruchsbelästigung) mit Akzeptanzschwierigkeiten bei den betroffenen Anwohnern zu kämpfen. Betreiber klagen vor allem über schlechte Informationsmöglichkeiten und dem Fehlen von unabhängigen Quellen hinsichtlich der Leistungsfähigkeit, den Finanzierungsmöglichkeiten und bezüglich von Hilfestellungen für die Genehmigungsverfahren. Trotz zunehmender Informationsstellen (z. B. landesweite oder regionale Energieagenturen, Verbände) stellt die Information aus erster Hand („Mund zu Mund“-Propaganda von Betreibern bereits bestehender Anlagen) eine der effektivsten Informationsmöglichkeiten potentieller Betreiber dar. Aufgrund der eher ländlich geprägten Akteursstruktur kommt der Vor-Ort Beratung in diesem Technologiefeld eine besondere Bedeutung zu.

Auch die mangelnde Kompetenz einiger an der Realisierung Beteiligter ist ein Hemmnis. Verhandlungen mit Behörden, Energieunternehmen und Versicherungen, wobei letztere aufgrund mangelnder technischen Kenntnis hohe Risikoaufschläge verlangen, gestalten sich daher oft als schwierig. Die Dauer von Genehmigungsverfahren, die Auslegung rechtlicher Vorschriften und die mangelnde fachliche Kompetenz werden bei den Behörden häufig bemängelt.

---

[50] Beispielsweise verurteilte das Landgericht Regensburg die E.ON zur Rückzahlung von 29.000 DM für den dem Betreiber einer 50kW-Photovoltaikanlage in Rechnung gestellten Ausbau des Netzes (der Rechnungsbetrag für das verlegte Erdkabel zum nächsten Transformator lag bei 31.000 DM).

8.3.2.5 Biomasse

Biomasseanlagen werden allgemein gut akzeptiert, sie stoßen jedoch – wie jede Art von Kraftwerken mit direktem Schadstoffausstoß – in ihrem näheren Umfeld oft auf Vorbehalte bezüglich direkter und indirekter Belastungen. Es wird befürchtet, dass die Luftqualität leidet und die Beeinträchtigung durch Lärm sowie Transportverkehr (für die zum Teil geplanten Anlagen der 20 MW_{el}-Klasse ist ein Einzugsgebiet für Altholz und behandeltes Holz aber zum Teil auch für Holzhackschnitzel von bis zu 150 km vorzusehen) zunimmt und dadurch zur Wertminderung des eigenen Grundstückes führt. Auch die optische Beeinträchtigung wird zum Teil als Mangel angeführt.

Die Biomasse beinhaltet ein breites Spektrum an einsetzbaren Stoffen. Dies bietet zwar vielfältige Nutzungsmöglichkeiten für verschiedenste Brennmaterialien, hat aber technisch nicht selten den Nachteil einer frühzeitigen Ausrichtung bei der Anlagenkonzeption auf eine bestimmte Befeuerungsart mit entsprechender langfristiger Bindung. Dabei ist die aktuelle Lage auf dem Brennstoffmarkt noch nicht befriedigend. Fehlende einheitliche Qualitätsstandards, sowie ein flächendeckendes Händlernetz mit der Etablierung von effektiven Konkurrenzsituationen wirken sich noch hemmend auf die Verbreitung dieser Technologie aus. Gleichermaßen gilt dies auch für die fehlende Logistik bei der Brennstoffbeschaffung und dessen effizienter Verteilung. Gerade im ländlichen Bereich liegen hier nur unzureichende Erfahrungen in der hierfür erforderlichen Vernetzung wesentlicher Akteure vor.

Große Schwierigkeiten bereitet den Bauwilligen häufig die schlechte Informationslage. Auf behördlicher Seite werden unklare Genehmigungs- und Förderverfahren als Hemmnisse angeführt. Von den Anbietern der Anlagen erhofft man sich dagegen mehr Informationen über Erlösmöglichkeiten. Auch fehlt es an ausreichenden Demonstrationsanlagen innerhalb der Region. Von Seiten der Betreiber wird oft die mangelnde Kompetenz von Einzelnen, an der Realisierung Beteiligter bemängelt, wie z.B. Behörden und Banken, Energieunternehmen oder Versicherungen, die aus Unkenntnis der Technik hohe Risikoaufschläge verlangen. Bei der Genehmigung werden die Auslegung der Vorschriften, die Dauer des Verfahrens, hohe Betriebsauflagen (Änderung der Auflagen während des Baus) und die Kosten bestellter Gutachter bemängelt.

Biomasseanlagen (vor allem die hinsichtlich des Brennstoffeinsatzes besonders flexible Vergasungsverfahren) sind technologisch noch nicht in dem Maße entwickelt, wie vergleichbare Kraftwerke mit fossiler Befeuerung. In Verbindung mit der weitaus geringeren Energiedichte biogener Brennstoffe und einem noch in den Kinderschuhen steckenden nationalen Brennstoffmarkt (mit entsprechenden mangelnden Erfahrungen bezüglich der Höhe der Preisrisiken), führt das zu einem erhöhtem Betriebsaufwand bzw. Komforteinbußen. Auf technischer Seite sind noch einige Schwierigkeiten zu lösen, dies betrifft insbesondere Verbesserungen bei der permanenten Brennstoffzufuhr, der Brennstofflagerung (hoher Volumenbedarf), der gleichbleibenden Brennstoffqualität und der dauerhaften Einhaltung der Abgaswerte sowie bei den zum Teil hoch komplexen Vergasungsanlagen. Bisher wird für Biomasseanlagen daher vor allem die konventionelle Dampfkraftwerkstechnik zugrundegelegt. Trotz der vergleichsweise geringen realisierbaren elektrischen Wirkungsgrade und des damit hohen Abwärmeanfalls bleibt es dabei häufig bei einem reinen Kondensationsbetrieb. Neben wirtschaftlichen Schwierigkeiten durch die größere Investitionshöhe wird vor allem der fehlende Wärmebedarf in den Sommermonaten als Grund angeführt, was zu einem Einnahmerückgang bei nahezu gleichbleibender finanzieller Belastung führt. Zu niedrige Preise fossiler Energieträger als Brennstoffquelle für die zu verdrängenden Heizungssysteme hemmen zudem den Ausbau.

Mit der Umsetzung des EEG hat ein Boom beim Bau von Biomasseanlagen begonnen. Hierdurch ergeben sich nicht nur positive Impulse auf den Anlagenmarkt, sondern möglicherweise auch negative Auswirkungen durch eine zu schnelle Ausschöpfung der

Biomassepotenziale. Die sprunghaft gestiegene Nachfrage könnte möglicherweise zu einem verknappungsbedingten (unkontrollierten) Preisanstieg führen, der verschiedenen Projekte in wirtschaftliche Schwierigkeiten bringen könnte. Nachteilig an dem nun eingesetzten Boom wirkt sich darüber hinaus die Erwartung aus, dass es zu einer einseitigen Umsetzung von „klassischen“ Dampfkraftwerksprozessen kommt. Damit bestünde zukünftig weniger Freiraum für die technische Entwicklung innovativer, aber noch nicht hinreichend ausgereifter Technologien (z. B. Vergasungstechniken).

8.3.3 Wirksamkeit bisheriger Maßnahmen zum Hemmnisabbau

In folgender Einschätzung (**Tabelle 8.1**) wird dargestellt werden, welche energiepolitischen Instrumente in den verschiedenen Bereichen in den letzten Jahren erfolgreich zum Abbau von Hemmnissen bei der Einführung von REG beigetragen haben.[51] Hierfür erfolgt für ausgewählte Bereiche eine Bewertung zwischen:

+++ Hemmnisse weitgehend abgebaut über
o keine maßgebliche Wirkung erkennbar, bis hin zu
- - deutliche Verstärkung des Hemmnisbereiches.

Tabelle 8.1: Einschätzung der Wirksamkeit politischer Instrumente auf den Abbau von Hemmnissen

Wesentliche Hemmnisse	Instrumente zum Hemmnisabbau	Wirkung
Wirtschaftlichkeit	Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)	+++
	Investitionskostenzuschüsse und zinsgünstige Darlehen:	
	-„100.000 Dächer-Programm“	++
	- Marktanreizprogramm Erneuerbare Energien	++
⇨ **Abdeckung der Investitionen**	- Förderung nach dem „Eigenheimzulagengesetz“	0/+
	- DtA-Umweltschutz-Bürgschaftsprogramm	0/+
	- DtA-Umweltprogramm	0/+
	- KfW-Infrastrukturprogramm	0/+
	- KfW-Programm zur CO_2-Minderung	0/+
	- KfW-Umweltprogramm für Unternehmen	0/+
	- ERP-Umwelt- und Energiesparprogramm	0/+
	- Förderung durch Bundesländer	0 - ++
	- Förderung durch Kommunen	0 - +
	- Privatwirtschaftliche Förderung (EVU, Stiftungen)	0 - +

[51] Die in Tabelle 8.1 dargestellte Zusammenschau stellt eine erste Bewertung der Wirksamkeit zahlreicher in der Zwischenzeit getroffener bzw. eingeleiteter Maßnahmen dar. Sie werden z. Zt. im Rahmen des Projektes: „Ökologisch optimierter Ausbau der Energieversorgung bis 2050“ – eine Untersuchung für das BMU der Arbeitsgemeinschaft DLR/IFEU/WI weiter vertieft und präzisiert.

⇨ **höhere privat-wirtschaftliche Anreize**	- Ausnahme von der Ökosteuer (Eigenstromerzeugung)	0/+
	- erhöhter Erlös durch „Öko-Strom"-Vermarktung	+
	- Mineralölsteuerbefreiung (z.B. Biodiesel)	+
	- begrenzt möglicher Einkommenssteuerverlust-ausgleich (z.B. Windparkbeteiligungen)	+
⇨ **Investitionssicherheit**	- Erneuerbare Energien Gesetz (Kontinuität 20 Jahre)	++
	- Positive Urteile BGH und EUGH	++

Wesentliche Hemmnisse	**Instrumente zum Hemmnisabbau**	**Wirkung**
Informations- und Kenntnisdefizite	- Informationskampagnen (z. B. Solar: Na klar)	+/++
	- Broschüren öffentlicher Stellen	+
	- Ausrichtung von Fachmessen	0/+
	- Erneuerbare Energie Tage (Städte, Kommunen)	+
	- Internetportale (z. B. IWR) als Informationsplattform	+
	- Impulsprogramme für Multiplikatoren (z. B. Handwerk)	+
	- Informationsfahrten (z. B. Biomassefahrten)	++
	- Landesweite und regionale Anlaufstellen (z. B. Energieagenturen)	+/++
Mangelnde Akzeptanz	- Privilegierung der Windenergie in den Außenbereichen	++
	- Informationsprogramme	+
	- Errichtung von Demonstrationsanlagen als Bürgerwindparks	+
	- Spezifische Programme von Multiplikatoren (z. B. PV auf Kirchendächern)	++
	- Spezifizierende Runderlässe der Landesregierungen (z. B. Abstandsregelungen)	+
Konflikt mit Landschafts- und Naturschutz	- Bundesweite Kampagnen von Landschaftsschutzverbänden	---
	- Auflage von Ausgleichsmaßnahmen (unterschiedliche Handhabung)	--
Interessenkonflikt mit EVUs	- EEG (wettbewerbsneutrales Umlageverfahren)	++
	- Clearingsstellen (Netzanschlussbedingungen)	+/++
	- Verfahren der Kartellämter gg. Missbrauch	+
Behörden	- Schulung der Sachbearbeiter, Richtlinien zur Abarbeitung von Anträgen durch Landes- und Bundesbehörden (Ausführungsverordnungen)	+
Kompetenz Projektbeteiligter	- Schulungen, Informationsveranstaltungen, Veröffentlichung von Studien, Broschüren	0/+

Die Übersicht zeigt, dass die überwiegende Zahl der Maßnahmen sich günstig auf den REG-Zubau auswirken. Neben den – anzustrebenden – sehr wirksamen Maßnahen sind jedoch auch eine Anzahl von Instrumenten vorhanden, deren Wirkung nur sehr schwach ausgeprägt sind.

8.3.4 Ausgewählter Problemfelder einer beschleunigten Ausweitung der Nutzung von REG

Widerstände der Netzbetreiber beim Anschluss von Anlagen

Auch nach der eindeutigeren Regelung im EEG, wer für Netzanschluss und Netzverstärkung die Kosten zu tragen hat, sowie der durch den neuen Umlagemechanismus erreichten wettbewerbsneutralen Belastung der Unternehmen, versuchen manche Netzbetreiber weiterhin den Anschluss von neuen Stromerzeugungsanlagen auf der Basis erneuerbarer Energien zu behindern. Beispiele hierfür sind

- überhöhte Forderungen für den Netzanschluss (nach EEG besteht hier allerdings grundsätzlich die Möglichkeit den Netzanschluss auch von fachkundigen Dritten ausführen zu lassen)
- die Vorlage von die Betreiber der Anlagen gegenüber dem EEG schlechter stellenden Einspeiseverträgen (z. B. hinsichtlich der Laufzeiten); verschiedene Urteile (z. B. Landgericht Gießen vom 15.08.01) haben allerdings klargestellt, dass für die Betreiber keine Unterzeichnungspflicht besteht, sondern die Vergütungsregeln des EEG auch ohne vertragliche Regelung für den Netzbetreiber verbindlich sind.
- das Einfordern von umfangreichen Unterlagen (z. B. Übersichtsschaltpläne, Leistungspläne) selbst für den Anschluss nur kleiner Photovoltaikanlagen.

Nach verschiedenen Bundesländern (z. B. Nordrhein-Westfalen) ist nun auch auf der Bundesebene eine Clearingstelle gegründet worden, die zwischen Betreibern und Netzbetreibern in strittigen Fällen vermittelnd tätig werden soll. Darüber hinaus setzen sich mittlerweile die Kartellbehörden mit dem Verhalten einzelner Netzbetreiber auseinander und haben entsprechende Verfahren eingeleitet. Eine weitere deutliche Verbesserung der Situation könnte allerdings durch die Einführung einer Regulierungsbehörde erreicht werden, wie sie – auch aus anderen Gründen – von der EU-Kommissarin für Energie gefordert wird.

Widersprüchliche Interpretationen und Botschaften von der europäischen Ebene

Mit dem zunehmenden Zusammenwachsen der europäischen Staaten zu einer gemeinschaftlichen Wirtschaftsunion nimmt auch der Einfluss der europäischen Politik auf die nationalen Möglichkeiten der verstärkten Nutzung stetig zu. Dabei kommen von Seiten der EU sowohl förderliche Rahmenbedingungen, wie z. B

- die bereits sehr frühe Unterstützung des Ausbaus erneuerbarer Energien durch das Weißbuch Erneuerbare Energien der EU-Kommission aus dem Jahre 1997,
- die Grundsatzentscheidung des EUGH über Klagen deutscher Stromversorgungsunternehmen gegen das Stromeinspeisungsgesetz und
- die Verabschiedung der EU-Richtlinie „zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt

als aber auch negative Einflüsse, wie vor allem die dauerhaften Einwände des EU-Wettbewerbskommissars hinsichtlich der Kompatibilität des EEG mit den europäischen Beihilferegelungen, zum Tragen. Die wesentlichen Einflüsse sind nachfolgend erläutert.

EU-Richtlinie und EEG

Im Oktober ist die EU-Richtlinie „zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt“ in Kraft getreten. Damit finden über mehrere Jahre stattgefundene Diskussionen auf europäischer Ebene ihren Abschluss [BMU 2000]. Die Richtlinie formuliert für den europäischen Wirtschaftsraum ehrgeizige Ausbauziele. Mit ihr soll der Anteil der REG an der Stromerzeugung in der EU bis zum Jahr 2010 von derzeit etwa 14 % auf über 22 % erhöht werden. Für Deutschland resultiert hieraus ein Ausbauziel der REG an der Stromerzeugung von 4,5 % in 1997 auf 12,5 % in 2010 (Ende 2000 lag der REG-Anteil bei rund 7,1 %).

Darüber hinaus wird in der Richtlinie klargestellt, dass die verschiedenen in den Mitgliedsländern bisher umgesetzten Fördermaßnahmen nicht frühzeitig und zwangsweise durch europäische Regelungen (z. B. Quotenregelung) abgelöst werden sollen. In Deutschland betrifft dies insbesondere das EEG (sowie vergleichbare Regelungen in Frankreich und Spanien), für das nun eine Planungssicherheit bis zum Jahr 2012 besteht. Zudem genießen die bis dahin umgesetzten Projekte für die gesamte Laufzeit (d. h. bis zu 20 Jahre) Vertrauensschutz. Die EU-Richtlinie sieht lediglich eine Überprüfung der Wirksamkeit der einzelnen nationalen Förderinstrumente vor, die mit einem ausführlichen Bericht bis zum Oktober 2005 stattfinden soll und auf deren Basis weitergehende Vorschläge für einheitliche europäische Maßnahmen abgeleitet werden sollen. Großzügige Übergangszeiten (von mindestens sieben Jahren) sollen aber in jedem Fall sicherstellen, dass die Wirksamkeit nationaler Maßnahmen nicht in Frage gestellt werden.

Als Nachteil der EU-Richtlinie ist zu erwähnen, dass sie sich zwangsläufig auf den Bereich der Stromerzeugung konzentriert (wo eine Binnenmarkt besteht, der Angriffspunkte liefert) und damit keine neuen Impulse für die (ohnehin bisher vernachlässigte) Wärmebereitstellung aus REG leistet

Grundsatzentscheidung des EuGH zum Stromeinspeisungsgesetz

Im März 2001 hat der Europäische Gerichtshof (EuGH) mit Bezug auf die Klage des damaligen deutschen Energieversorgungsunternehmens Preußen Elektra AG gegen sein Tochterunternehmen Schleswag AG entschieden, dass das deutsche Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) nicht gegen die Beihilferegelung der EU verstößt. Im übertragen Sinne gilt diese Rechtsprechung auch für das EEG.

Die durch das Urteil für die potentiellen Investoren in Deutschland gewonnene Rechtssicherheit ist allerdings durch das Verhalten der EU-Wettbewerbskommission seitdem mehrfach konterkariert worden. Der zuständige Wettbewerbskommissar hat seine bereits früher ausgeprägt negative Einstellung gegenüber Einspeiseregelungen als Fördermechanismen für den Ausbau der Stromerzeugung aus REG auch nach dem EuGH-Urteil nicht revidiert. Ungeachtet der gerichtlichen Entscheidung ist seitens der Wettbewerbskommission die beihilferechtliche Prüfung drei Monate nach der Urteilsverkündung fortgesetzt worden. Als Begründung führt die Kommission an, dass das EuGH lediglich entschieden habe, dass Vergütungszahlungen von privaten Betreibern keine Beihilfen darstellen würden. Aus der Sicht der Kommission trifft die Rechtsprechung für die meisten deutschen Elektrizitätsversorgungsunternehmen (vor allem die Stadtwerke) damit nicht zu, die zu großen Teilen im Besitz der öffentlichen Hand sind. Die Konsequenz der Auslegung wäre, dass es zu einer ungleichen Behandlung von privaten, zur Stromabnahme verpflichteten Unternehmen und öffentlichen Unternehmen kommen müsste. Die erst genannten könnten sich der Abnahme- und Vergütungspflicht (mit Verweis auf den Beihilfegesichtspunkt) nicht erwehren, während letztere keine Zahlung zu leisten hätten, damit einen klaren Wettbewerbsvorteil hätten. Eine derartige Handhabung stände allerdings im krassen Widerspruch zum Selbstverständnis der

Wettbewerbskommission, nämlich für gleiche Wettbewerbsbedingungen unter den Marktteilnehmern zu sorgen.

Eine endgültige Klärung steht bis heute aus. Während zunächst gemeldet wurde, dass die Widerstände gegen das EEG im Oktober 2001 fallengelassen worden wären, hieß es kurze Zeit später, dass nun vor allem von Seiten der Wettbewerbskommission überprüft werden soll, ob das Preußen Elektra-Urteil überhaupt auf das EEG anwendbar ist. Angesichts der Tatsache, dass das EEG gegenüber dem StrEG zu einer deutlichen Verbesserung der Wettbewerbskonformität führt ist dies eine nicht nachzuvollziehende Beurteilung. Angesichts der immer wiederkehrenden und zum Teil sehr unterschiedlichen Meldungen aus Brüssel bleibt daher trotz des Urteils des EuGH ein Teil der Verunsicherung bei den potentiellen Investoren bestehen.

Suboptimale Biomassenutzung in Kondensationskraftwerken

Mit der Verabschiedung des EEG, der Auflage des 200 Mio. DM-Förderprogramms und dem kürzlichen Inkrafttreten der Biomasseverordnung, haben sich die Rahmenbedingungen für die Stromerzeugung aus biogenen Energieträgern deutlich verbessert. Aktuelle Marktbeobachtungen lassen zur Zeit allerdings den Schluss zu, dass der für die nächsten Jahre zu erwartende Boom bei der Biomasse nicht allen heute verfügbaren oder in der Entwicklung befindlichen Techniken zugute kommen wird, sondern sich insbesondere auf sehr große Anlagen mit einem vergleichsweise schlechten Wirkungsgrad und zudem zumeist ohne Wärmeauskopplung konzentrieren dürfte. Damit besteht die Gefahr, dass auf Jahre hinaus der größte Anteil der heute verfügbaren wirtschaftlichen Biomassepotenziale in Anlagen mit einer vergleichsweise geringen Brennstoffausnutzung gebunden wird. Anreize, effizientere Biomasse-Nutzungstechnologien (z. B. Vergasungsverfahren mit Nutzung des erzeugten Brenngases in KWK-Anlagen, Biomassemitverbrennung in fossilen Kraftwerken) weiterzuentwickeln dürften weitgehend unterbleiben. Aufgrund der großen, vor allem auch weltweiten Bedeutung der Biomasse als Energieträger heißt dies möglicherweise auch, auf bedeutende Exportmärkte zu verzichten. Kommt es angesichts der sehr guten Rahmenbedingungen zu einem Boom bei größeren holzbefeuerten Dampfkraftwerken, sind damit neben (im Sinne des Klimaschutzes) positiven Auswirkungen, wegen der vergleichsweise geringen Brennstoffausnutzung dieser Anlagen auch negative Implikationen zu erwarten. In vielen Regionen ist zu befürchten, dass das dort verfügbare Holz verfeuert wird und für Anlagen mit innovativerer Technik damit nur noch geringe Potentiale zur Verfügung stehen. Dies gilt insbesondere für das Altholz aber auch das verbrauchernah zur Verfügung stehende Restholz aus der Forstwirtschaft. Damit weisen alle wichtigen Einflussgrößen auf die Holzverstromung derzeit in dieselbe Richtung, nämlich auf den Bau möglichst großer Holzkondensationskraftwerke auf Basis des Dampfprozesses mit mäßigen Dampfparametern und damit Nutzungsgraden. Als entscheidende Hemmnisse zeigen sich:

- EEG und BiomasseV
  - mit der Erlaubnis einer Leistung von bis zu 20MW(el)
  - mit der Zulassung von Altholz ohne hinreichende Auflage (z. B. betr. Gesamtnutzungsgrad und Wärmeauskopplung)
  - mit der für den Kondensationsprozess vielfach bereits ausreichend hohen Vergütung von 17Pf/kWh für Strom aus Großanlagen
- der Wunsch der großen Anlagenbauer, wie bisher vorrangig große Anlagen zu bauen
- der Wunsch der großen Energieversorger, möglichst große Anlagen mit möglichst hohem Gewinn zu betreiben
- der Wunsch der Großbanken, dass möglichst große Objekte mit geringen Risiken gebaut werden

- die geografische Differenz zwischen den Orten, an den denen Biomasse zur Verfügung steht und den ausreichend großen Wärmeabnahmepotenzialen bei Anlagen mit größerer Leistung.

Ein limitierender Faktor für diesen ansonsten bereits ablaufenden Prozess dürfte zum einen der Holzmarkt (Verfügbarkeit billigen Altholzes in großen regional eingegrenzten Mengen) sein. Begrenzend wirken zum anderen vor allem die Herstellungskapazitäten des Anlagenbaus. Der deutsche Anlagenbau wird praktisch von Null ausgehend wohl nicht in der Lage sein, mehr als 80 Projekte, die heute bereits angedacht und potenzialseitig auch realisierbar erscheinen, in sehr kurzer Zeit umzusetzen. Unabhängig von diesen „natürlichen" Regulativen sollten parallel flankierende Maßnahmen für eine effizientere Brennstoffausnutzung diskutiert werden. Dies gilt insbesondere für verbesserte Anreize für die Wärmeauskopplung und die Weiterentwicklung innovativer hocheffizienter Kraftwerkskonzepte auf der Basis Biomasse. Hierzu könnten ersten Überlegungen zufolge beitragen:

- Einbeziehung der Biomasse in die Ende Juni zwischen Bundesregierung und Energiewirtschaft vereinbarte Regelung zur Förderung der KWK (z. B. Aufnahme in die Bonusregelung bzw. explizite Zielsetzung im Rahmen des Selbstverpflichtungsprogramms).
- Sukzessive Erhöhung der Anforderungen (elektrische Mindestwirkungsgrade) der Biomasseverordnung unter gleichzeitiger Einbeziehung eines Gutschriftverfahrens für die Wärmeauskopplung bzw. Staffelung der Vergütungssätze nach dem EEG in Abhängigkeit des erreichten KWK-Wirkungsgrades. Bisher fordert die Biomasseverordnung für alle Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 5 MW, die Altholz verfeuern und keine Wärme auskoppeln, dass Überschreiten bestimmter Mindestwirkungsgrade. Spezifische Anreize für eine möglichst weitgehende Wärmeauskopplung sind damit nicht verbunden.
- Aufnahme der Mitverbrennung von Biomasse in fossilen (Heiz-)Kraftwerken mit gegenüber reinen Biomassekondensationskraftwerken deutlich höheren Wirkungsgraden in das EEG mit einem angemessener Vergütungssatz
- Beschränkung der Förderung von reinen Kondensationskraftwerken im Rahmen des EEG auf eine gegenüber heute (20 MW_{el}) deutlich geringere Leistung.
- Spezifische Investitionszuschüsse für die Entwicklung und Errichtung effizienter kleinerer Anlagen (z. B. Holzvergasungsanlagen) durch zusätzliche Bund- und/oder Länderprogramme .
- Gezielte Förderung von Nahwärmeversorgungssystemen (z. B. auch unter Einbeziehung von Kältenutzungen), um innovativen Verfahren einen wirtschaftlichen Zugang zum KW(K)K-Markt zu erleichtern.

Ertüchtigung und Modernisierung größerer Wasserkraftwerke

Im Rahmen des EEG ist der Geltungsbereich für die Stromeinspeisung von Wasserkraftwerken auf eine Leistung von maximal 5 MW_{el} begrenzt. Hintergrund dieser Festlegung war die Überlegung des Gesetzgebers, dass zum einen seit Jahren bzw. Jahrzehnten erfolgreich laufende große Wasserkraftwerke keine zusätzliche Unterstützung erfordern und zum anderen der Neubau von Großanlagen aufgrund der damit verbundenen Eingriffe in die natürlichen Ökosysteme vielerorts fragwürdig ist.

Mit der im EEG getroffenen Festlegung bleibt auch die Ertüchtigung bzw. Modernisierung bereits bestehender größeren Anlagen unberücksichtigt. Gerade hierdurch ist aber eine vergleichsweise ökologisch verträgliche Erhöhung des Wasserkraftpotentials realisierbar da mit der Modernisierung i. allg. eine Leistungserhöhung verbunden ist. Man wirkt zudem der Gefahr entgegen, dass bestehende ältere Wasserkraftwerke stillgelegt werden. Diese Möglichkeit bestimmt jedoch in entscheidenden Maße die überhaupt noch vorhandenen Optionen der Ausweitung der Stromerzeugung aus Wasserkraft. Von dem für BW ausgewiesenen Zu-

baupotenzial für die Wasserkraft von 1.710 GWh/a entfallen mit rund 1.100 GWh/a mehr als 64 % auf die Modernisierung von Anlagen der Leistungsklasse über 1 MW, (Rheinfelden, weitere Kraftwerke an Rhein und Neckar) Der für das Erreichen des Verdopplungsziels der Wasserkraft zugeschriebene Beitrag kann allein aus der Modernisierung bestehender Anlagen rekrutiert werden (vgl. Abschnitt 5.2).

In der derzeitigen durch Überkapazitäten geprägten Marktphase bestehen für die Betreiberunternehmen allerdings nur geringe Anreize diese Modernisierungen auch durchzuführen. Stromgestehungskosten von 15 bis 17 Pf/kWh, wie sie beispielsweise aus der Modernisierung des Kraftwerks Rheinfelden entstehen (bei der Modernisierung kleinerer Anlagen resultieren Stromgestehungskosten zwischen 20 und 26 Pf/kWh), können derzeit am Markt nicht untergebracht werden. Vor diesem Hintergrund ist es erforderlich zusätzliche, spezifisch auf die Modernisierung von Wasserkraftanlagen zugeschnittene Anreizsysteme zu schaffen. Hierfür kommen u. a. folgende Maßnahmen in Frage:

- Aufnahme von ertüchtigten Wasserkraftwerken > 5 MW_{el} in das EEG, sofern eine bestimmte relative Investitionssumme , z.B. 50 % der Kosten eines neuen Kraftwerks, überschritten wird.
- Aufnahme von Investitionszuschüssen in das Marktanreizprogramm des Bundes
- Landesspezifische Investitionszuschüsse oder andere Anreizsysteme (z.B. Abnahmegarantien zu Gestehungskosten für landeseigene Gebäude über einen bestimmten Zeitraum)

Eine Aufnahme der großen Wasserkraft unter den genannten Bedingungen (Modernisierung, nicht Neubau) in die bestehenden Fördermaßnahmen erscheint auch deswegen gerechtfertigt, weil die neue EU-Richtlinie „zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt“ die Wasserkraftnutzung bei der Erfüllung der dort formulierten ehrgeizigen Ausbauziele explizit mit einbezieht. Speziell für BW ist die Ausnutzung dieser Wasserkraftpotenziale unverzichtbar für die Erreichung des Verdopplungsziels 2010. Zum einen gehört sie zu den ökonomisch günstigsten Maßnahmen, zum anderen fehlen die in den nördlicheren Bundesländern größeren Windkraftpotenziale.

Mangelnde Logistik und Akteursstrukturen bei der Umsetzung vor Ort

Bei einer genauen Analyse des Wachstumsprozesses der REG in den letzten Jahren fällt auf, dass mit der Windenergie und der Photovoltaik vor allem Technologien mit eher eindimensionaler Umsetzungserfordernissen errichtet wurden. Sie konnten mit relativ einfachen Instrumenten unterstützt werden. Die eigentliche Technik ist zwar zum Teil hoch komplex, im Vergleich jedoch zu anderen Bereichen der Energieversorgung besitzen sie geringere Anforderungen an den Prozess der Umsetzung (wie Gestaltung der Kooperation mit den Partnern, Kommunikation, u.a.). Geringere Zuwächse waren im Bereich der Nutzung biogener Energieträger zu verzeichnen. Ein wesentlicher Grund liegt hier in der Komplexität der für die Umsetzung erforderliche Akteurskonstellationen. So müssen sich Verbraucher sowie Anlagenbauer, Planer, Lieferanten, Forstleute, Landwirte, Verwaltungen, Energieversorger u.a. so aufeinander abstimmen, dass daraus ein vor Ort tragfähiges Planungs- und Umsetzungskonzept entsteht. Ein erstes Problem entsteht schon dadurch, dass ein großer Teil dieser Akteure bisher keine Erfahrung in dieser Art von Kooperation hatte. Die Akteure besitzen daher unterschiedliche Verhaltensweisen und Handlungsmuster, die vielfach zu Missverständnissen und Fehleinschätzungen führt [Wolters 2001]. Ähnliches gilt für den Aufbau von Nahwärmenetzen in Verbindung mit solarer Nahwärme.

Über dieses grundsätzliche Problem, eine hohe Anzahl an Akteuren mit unterschiedlichem Verständnishintergrund miteinander koordinieren zu müssen, schiebt sich eine zweite Ebene regionaler Hemmnisse. Dezentrale Ansätze haben die – an sich sympathische – Eigen-

schaft, die betroffenen Bürger einbinden zu müssen und stark auf deren Motivation angewiesen zu sein. Der Erfolg der geplanten Aktivität hängt daher nicht zuletzt vom Auftreten kompetenter und durchsetzungsfähiger Persönlichkeiten vor Ort und dem Einfühlungsvermögen der beteiligten „hauptberuflichen“ Personen ab. Insbesondere im Bereich der Biomasse stellt sich die Situation noch komplizierter dar, da die moderne Biomassenutzung bisher eine sehr kurze Geschichte hat und somit geeignete Akteurskonstellationen schlicht noch nicht gefunden sind, sondern lediglich erste Erfahrungen vorliegen.

Zudem verstehen sich potenziell wichtige Akteure noch nicht als solche. So ist z.B. kleinen und mittelständischen Entsorgungsbetrieben nicht bewusst, welche außerordentlich wichtige, und ökonomisch attraktive Rolle sie in einer Biomasse-Projektstruktur übernehmen könnten. Denn neben dem bloßen Wissen von möglichen regionalen Partnern gehört vor allem der Aufbau einer regionalen Logistik, die effektiv und ökonomisch effizient ist sowie Versorgungssicherheit garantiert, zu den erforderlichen Aufgaben. Dies sind aber ureigenste Aufgaben von Entsorgungsbetrieben, wenn auch bisher mit anderem Blickwinkel. Solange keine geeignete Logistik besteht, wird es aber auch keine ausreichende Anzahl von Biomasseprojekte geben. Der Aufbau einer solchen Logistik wiederum ist sehr aufwendig, da eine Vielzahl von Lieferanten (Sägewerke, Forstleute, Landwirte, Industrieunternehmen, KMU, Kantinen, Fensterhersteller etc.) sowie weitere Partner einbezogen werden müssen. Solange keine Projekte in Aussicht sind, wird eine Logistik nur in den seltensten Fällen aufgebaut. Somit liegt ein klassisches Henne-Ei-Problem vor, und es bestehen umfassende Projektmanagement-Defizite.

Wie bisherige Erfahrungen darüber hinaus zeigen, haben neuartige Akteursverbünde generell Startschwierigkeiten. So sind in Deutschland bisher in den seltensten Fällen Kooperationen beispielsweise zwischen Wohnungsbaugesellschaften und Heizungsherstellern realisiert worden, wie dies aus Skandinavien bekannt ist. In einem solchen Procurement werden durch die Abnahme größerer Stückzahlen spezifisch geringere Preise vereinbart und die Geräte zudem mit hohen Effizienzstandards versehen. Dieses Konzept könnte – über die ersten Ansätze hinaus – in großem Umfang für Biomasse oder thermische Kollektoranlagen eingesetzt werden. Auf der Ebene von Handwerkern, Architekten und Planern werden die Vorteile von neuen Verbünden und gemeinsamen Aktionen und Strategien ebenfalls noch nicht in ausreichendem Maße erkannt. Vordergründig scheinen dem Verständnis der o.g. Gruppen nach solche Kooperationen zunächst der wettbewerblich ausgerichteten Wirtschaftsstruktur entgegen zu sprechen. Zudem existieren erhebliche Berührungsängste zwischen Architekten und Planern auf der einen und dem Handwerk auf der anderen Seite. Verstärkt wird dies zudem durch die klassische Konstellation zwischen Auftraggeber (z.B. Architekt) und Auftragnehmer (Handwerk), die im Falle einer gleichberechtigten Kooperation teilweise aufgehoben würde. Die Einführung von regionalen Gütesiegeln oder andere regionale Aktivitäten, die zu erhöhter Beschäftigung bei gleichzeitiger Minderung des Ressourcenverbrauchs führen, erfordern aber gerade Kooperationen zwischen verschiedenen Akteursgruppen. Werden bisherige Grenzen nicht überwunden, ist in der Praxis kaum eine Veränderung zu erreichen, die Breitenwirkung haben soll.

Eine wichtige Rolle beim Überwinden der dargestellten Hemmnisse können schließlich Kreis- oder Stadtverwaltungen, und hier vor allem die Wirtschaftsämter zusammen mit den Zuständigen der Liegenschaften, spielen. Verwaltungen dürfen allerdings nicht ohne politisches Mandat und nur soweit dies durch die Gemeindeordnung abgedeckt ist tätig werden. Darüber hinaus gibt es Probleme mit der Finanzierung eigener Aktivitäten bzw. der Begleitung von privaten regionalen Aktivitäten. Neue Finanzierungsmodelle, die in dieser Hinsicht existieren, sind zumeist nicht bekannt. Insofern wirken sich an dieser Stelle Kenntnisdefizite erneut negativ aus.

Schließlich werden neue Akteurskonstellationen durch das vermeintliche Funktionieren klassischer Strukturen behindert. So handelt es sich beispielsweise zwischen Energieversor-

gungsunternehmen und Endkunden zumeist noch um eine eindimensionale Beziehung: der Versorger liefert das, was er von seinem Vorlieferanten erhält, einfach weiter und der Kunde zahlt. Dass der Kunde auch zum Vorlieferanten werden kann, oder dass ein EVU eventuell regional Rohstoffe bezieht und komplexe Kooperationen aufbaut, ist ebenfalls ein Paradigmenwechsel, der in den meisten Regionen noch nicht erfolgt ist und somit eine weitere Entwicklung hinsichtlich verstärkter Energieeinsparung und der betroffenen REG-Technologien hemmt.

Informationsdefizite für Akteure auf den Exportmärkten

Erst wenn wachsende nationale Märkte auch zu erheblich gestiegen Chancen im Exportbereich führen, erfüllen sie eine ihrer wesentliche Zielsetzungen hinsichtlich Klimaschutz aber auch hinsichtlich des volkswirtschaftlichen Nutzens für diejenigen Länder bzw. Regionen, die in Vorleistungen gegangen sind (vg. Abschnitt 7.2). Auch hier sind allerdings noch beträchtliche Hemmnisse zu beseitigen:

Osteuropäischer Markt:

Das Engagement von Firmen der REG-Branche, z. B. ENERCON, im Ausland ist bereits sehr stark. Beispiele sind die Türkei, Griechenland, Portugal, Spanien. Hierdurch tragen die Unternehmen bereits ein hohes wirtschaftliches Risiko. ENERCON ist bereits in den außereuropäischen Staaten Brasilien und Indien aktiv. Dieses Engagement ist ein Grund, weshalb die Einsatzbereitschaft in Osteuropa relativ gering ist. Die Firmen sind noch nicht groß genug, um auf noch mehr als den genannten Märkten einzusteigen. Ein zentrales Hemmnis für den Einstieg in Osteuropa sind die unsteten politischen Rahmenbedingungen: es fehlen Einspeisevergütungen und andere Anreize, die das unternehmerische Risiko reduzieren und Planungssicherheit bieten. Andererseits ist das industrielle Potenzial von z. B. der Ukraine und Russland sehr hoch, da viele hochqualifizierte Ingenieure (z. B. aus dem Flugzeugbau) freigesetzt worden sind.

Entwicklungsländer:

Die Situation in den Entwicklungsländern stellt sich noch komplexer dar. Die Hemmnisse für die Einführung von REG sind vielfältig und haben mit der Industrie als solcher bisher relativ wenig zu tun. Trotzdem ist die Situation in Entwicklungsländern teilweise vergleichbar mit osteuropäischen Staaten: das Fehlen von Einspeisevergütungen oder anderen vergleichbar sicheren wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (für ausländische Investoren), sowie teilweise die Subventionierung der bestehenden Energieversorgung, unterbinden Planungssicherheit und machen Entwicklungsländer in der Regel zu einem wenig sicheren Terrain für Investitionen (Gegenbeispiele, wie z.B. Indien, gibt es allerdings auch) Ein weiterer Punkt ist das oft fehlende Problembewusstsein der Entscheider im Hinblick auf die Abhängigkeit von fossilen Energieimporten und den globalen Klimawandel sowie die unzureichende Kenntnis über die verfügbaren Möglichkeiten (sowohl technischer Art als aber auch hinsichtlich der internationalen Finanzierungsmechanismen).

Potenziellen ausländischen Investoren stehen in der Regel nur unzureichende Informationen über die in den jeweiligen Ländern vorliegenden Rahmenbedingungen (meteorologische Gegebenheiten, energiepolitische Gesetzgebung, Investitionsbedingungen) zur Verfügung. Ein Ausweg bieten hier spezifische Länderinfos, wie sie zum Teil von der GTZ oder dem Bundesamt für Außenhandelsinformationen bereitgestellt werden. Eine Absicherung des Investments kann letztlich auch direkt durch Bürgschaften oder indirekt durch Exportkreditfinanzierungen erfolgen. In allen Bereichen besteht heute noch dringender Handlungsbedarf.

Aus Sicht der Hersteller aber auch der Entwicklungsländer selbst ist ein großes Manko insbesondere auch in der meistens fehlenden Infrastruktur zu sehen. Dies beginnt bei der „har-

ten“ Infrastruktur, d. h. die Instandhaltung der Anlagen muss gewährleistet sein und reicht bis zum gravierenden Mangel an Fachkräften; hinzu kommt häufig das Fehlen von Ersatzteilen.

Letztlich wirkt sich die zum Teil mangelnde Qualität der Anlagen negativ aus, was u. a. auf eine nicht hinreichende Anpassung etablierter Technologie der Industrieländer auf die spezifischen Bedingungen der Entwicklungsländer zurückzuführen ist.

Stiefkind: Wärmebereitstellung aus REG

Während in den letzten Jahren vielfältige Maßnahmen für den Bereich der REG-Stromerzeugung erfolgreich umgesetzt worden sind und vor allem im Bereich der Windenergie eine dynamische Entwicklung angestoßen werden konnte, geriet die REG-Wärmebereitstellung zunehmend aus dem Blickfeld. Dies gilt sowohl für die nationale Ebene als aber auch für die europäische Energiepolitik. Um die gesetzten Zielwerte des REG-Ausbaus erreichen zu können, kann auf diesen wichtigen Bereich aber nicht verzichtet werden. Als wesentliche Fördermaßnahme steht derzeit das Marktanreizprogramm des Bundes zur Verfügung, das durch Landes- und kommunale Programme unterstützt wird. Ein Durchbruch in der Marktentwicklung, der auch den Übergang auf größere Anlagen einschließt, wird hierdurch aber nicht erreicht werden können. Hierfür sind andere Maßnahmen zu entwickeln und umzusetzen, die vor allem die entscheidenden Marktmultiplikatoren stärker in die Pflicht nimmt. In [BMU 2000] ist deshalb für die Wärmebereitstellung aus größeren Anlagen ergänzend zu den damaligen Überlegungen für die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), eine Quotenregelung vorgeschlagen worden. Mit der Mitte 2001 erzielten Einigung zwischen der Bundesregierung und der Energiewirtschaft die Kraft-Wärme-Kopplung mit einem Bündel aus Selbstverpflichtung (vor allem für den Ausbau der industriellen KWK) und Bonusregelung (vor allem für die Bestandssicherung und als Anreizgestaltung für die Modernisierung bestehender Anlagen) zu unterstützen, hat das Instrument der Quotenregelung in der energiepolitischen Debatte starken Schaden genommen. Eine Umsetzung im Bereich des REG-Wärmemarktes ist demnach derzeit als außerordentlich schwierig zu betrachten. Dies erfordert eine neuerliche Weiterentwicklung alternativer Maßnahmen und Instrumente. Da andererseits hier noch keine festgefügten Strukturen bestehen, können engagierte Bundesländer, also auch BW, hier durchaus in eine Vorreiterrolle eintreten und damit mittelfristig auch in den Genuss der industrie- und arbeitspolitischen Vorteile gelangen, die in Abschnitt 7.2 am Beispiel des Szenarios NACHHALTIGKEIT dargelegt wurden.

8.3.5 Resultierende Anforderungen an eine wirksame Förderung von REG

Im Vergleich zu den bestehenden technischen Möglichkeiten werden REG – abgesehen von größeren Wasserkraftanlagen und mittlerweile auch der Windenergie – vor allem aus ökonomischen Gründen bisher immer noch im vergleichsweise geringen Umfang genutzt. Wie zuvor abgeleitet liegen aber nach wie vor auch eine Vielzahl von anderen Gründen vor, die einem weiteren Ausbau der REG daneben hemmend gegenüberstehen. Sollen die energiepolitischen Vorgaben der EU, des Bundes und der Landesregierung realisiert werden, ist auch weiterhin eine kontinuierliche Unterstützung und Förderung der REG erforderlich. **Im Falle Baden-Württembergs ist darüber hinaus der landesspezifische Beitrag deutlich auszuweiten, wenn die Zielsetzung der Landesregierung auf eine belastbare Grundlage gestellt werden soll.**

Die Rechtfertigung einer REG-Förderung der öffentlichen Hand ergibt sich einerseits daraus, dass sie längerfristig entscheidend zur Umweltentlastung, zum Klimaschutz und zur Schonung erschöpfbarer Ressourcen beitragen können (Vorsorge). Ebenso wesentlich ist, dass gewichtige industrie- und technologiepolitische Gründe für einen forcierten Ausbau regenerativer Systeme sprechen. Da auf mittlere Sicht ein an den technisch-ökonomischen Möglichkeiten orientierter „optimaler“ Mix aller verfügbaren REG-Technologien anzustreben ist, müssen bereits heute auch solche Technikanwendungen forciert ausgebaut werden, die

unter den gegenwärtigen Bedingungen noch deutlich von der Wirtschaftlichkeitsschwelle entfernt sind. Ein wichtiges Ziel einer frühzeitigen Markteinführung besteht nicht zuletzt darin, durch quantitativ bedeutsame, industrielle Serienfertigung von REG- Techniken Kostendegressionen und Lerneffekte zu erzielen, um deren Wirtschaftlichkeit nachhaltig zu verbessern. Dazu müssen u.a. auch die regionalen bzw. landesspezifischen Märkte einen wesentlichen Beitrag leisten. Die Anstrengungen zu einer forcierten REG-Nutzung sind deshalb im Hinblick auf die zu betrachtenden Techniken, aber auch hinsichtlich der Akteure und der einzusetzenden Maßnahmen breit anzulegen. Sie müssen im Zeitraum dieses Jahrzehnt über das jetzige Instrumentarium hinausgehen. Neben der weiteren Verbesserung der Maßnahmen auf der Bundesebene sind daher auch die Länder gefordert, ihre Beiträge deutlich zu steigern und u.a. auf ein untereinander etwa vergleichbares Maß zu bringen.

Dabei geht es generell um die folgenden Handlungsfelder [vgl. auch BMWi 1994, BMU 2000]:

- Maßnahmen zur Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit für REG im Inland und Ausland **(monetäre Instrumente),**
- Verbesserung der rechtlichen und administrativen Rahmenbedingungen für den Einsatz regenerativer Energien **(ordnungsrechtliche Instrumente)**,
- Instrumente zur Verbesserung der Information, Aus-, Weiter- und Fortbildung,
- marktorientierte **Forschung, Entwicklung und Demonstration** von Anlagen und Materialien zur Nutzung regenerativer Energien.
- vermehrte Auseinandersetzung mit den zunehmenden Akzeptanzschwierigkeiten durch eine transparente Darstellung der Einsatzmöglichkeiten und der Nutzungsgrenzen regenerativer Energien und der kooperativen und diskursiven Gestaltung der Genehmigungsprozesse.

8.3.6 Erforderlicher monetärer Beitrag des Landes zu einem Förderkonzept für REG und innovative KWK-Anlagen

Der REG-Ausbau im Szenario NACHHALTIGKEIT entspricht bis 2010 der Zielsetzung der Landesregierung, bis zu diesem Zeitpunkt eine Verdopplung ihres Beitrags zur baden-württembergischen Energieversorgung zu erreichen. Da auf nationaler Ebene und im Rahmen der EU ähnliche Zielsetzungen verfolgt werden, muss der von der Landesregierung zu erbringende Beitrag in enger Abstimmung mit den bestehenden und sich weiterentwickelnden Maßnahmen des Bundes und der EU definiert und eingesetzt werden. Es wird daher im folgenden davon ausgegangen, dass

- Die auf EU-Ebene vereinbarten Ausbauziele und Übergangsregelungen für die Angleichung der Förderinstrumente weiterhin verbindlich bleiben, bzw. das Engagement der EU hinsichtlich eines verstärkten REG-Ausbaus eher noch zunimmt

- dementsprechend das EEG über einen längeren Zeitraum bestehen bleibt, dabei weitere Anpassungen bzw. Verbesserungen erfährt und nach Ende der Übergangszeiten in ein einheitliches europäisches Förderinstrumentarium übergeführt wird.

- Die ökologische Steuerreform in den geplanten Stufen weitergeführt wird und REG wie bisher davon profitieren (Steuerbefreiung für REG-Wärme; Rückführung der für REG-Strom einbehaltenen Gelder mittels geeigneter Förderprogramme),

- dementsprechend dem 100 000 Dächer Programm und dem derzeitigen Marktanreizprogramm weitere Förderprogramme in einem Umfang folgen, dass ein bundesweites Verdopplungsziel für regenerative Energien bis 2010 realistisch machbar erscheint,

- In weiterer Konkretisierung des im Energiewirtschaftsgesetz formulierten Vorrangprinzips für Kraft-Wärme-Kopplung und regenerative Energien generell wirksame Regelungen geschaffen werden, die zum Ausdruck bringen, dass ein beschleunigtes REG-Wachstum energiepolitische Priorität besitzt und deshalb auch in liberalisierten Märkten entsprechende energiepolitischen „Leitplanken“ akzeptiert werden.

Unter diesen Rahmenbedingungen kann abgeschätzt werden, welchen Anteil das Land Baden-Württemberg leisten muss, um den hier diskutierten REG-Ausbau zunächst bis 2010 sicherzustellen und damit auch mit dazu beiträgt, die erforderliche Wachstumsdynamik der REG aufzubauen.

Die prinzipiell erforderliche Unterstützung des Ausbaus zur Mobilisierung der nicht wirtschaftlichen Investitionen steigt von derzeit rund 95 Mio. DM/a auf 650 Mio. DM/a im Jahr 2010 (**Tabelle 8.2**), wenn für fossiler Energien eine Preisentwicklung zugrunde gelegt wird, die im Mittel zwischen der oberen und unteren Variante liegt (vgl. Kapitel 1) Am derzeitigen Finanzierungsbedarf beteiligt sich das Land derzeit gerade mit knapp 10 %; das EEG erbringt rund 30% und die diversen Förderprogramme des Bundes knapp 40 %. Weitere Beträge werden durch Kommunen, Energieversorger und Privatleute aufgebracht [Nitsch 1999]. Dadurch werden derzeit im Land bereits rund 500 Mio. DM/a an Investitionen induziert. Stromseitig wird auch zukünftig das EEG den weitaus größten Beitrag leisten. Der Anstieg auf 280 Mio. DM/a in 2010 für in BW produzierten REG-Strom – und damit auf rund 45 % des gesamten Finanzierungsbedarfs der REG – resultiert aus dem stark wachsenden Beitrag der Biomasse, der neu hinzukommenden Stromerzeugung aus Geothermie, aber auch aus den noch relativ hohen Aufwendungen für die Photovoltaik (Fördersatz in 2010 für Neuanlagen noch ca. 0,65-0,70 DM/kWh), wenn das EEG in den derzeitigen Abgrenzungen als unverändert angenommen wird.

Weiterhin wird davon ausgegangen, dass sich baden-württembergische Investoren durch eine von der Landesregierung aktiv unterstützte Strategie des REG-Ausbaus steigende Anteile an den übrigen, sich weiterentwickelnden Förderprogrammen des Bundes (einschließlich zinsverbilligte Kredite, Eigenheimzulage u.ä.) sichern können[52]. Damit stünden wachsende Beträge bis zu etwa 175 Mio. DM/a im Jahr zur Verfügung. Auch von den Energieversorgungsunternehmen und den Kommunen kann bei einem günstigen energiepolitischen Umfeld erwartet werden, dass sie ihre Aufwendungen für den REG-Ausbau steigern. EVU könnten etwa die durch Zufeuerung von Biomasse (speziell Altholz) in ihren (Heiz-) Kraftwerken entstehenden (geringen) Mehrkosten aufbringen. Auch die freiwilligen Zahlungen privater und gewerblicher Investoren dürften ansteigen. Das resultiert aus der wachsenden Anzahl von Kleinanlagen, bei denen erfahrungsgemäß die Bereitschaft zur Zuzahlung relativ groß ist oder die Zusatzkosten in günstigen „Gesamtpaketen“ enthalten sind (z.B. Fertighäuser mit Solaranlagen; neue Heizungsanlage mit Solarteil).

Aus obigen Überlegungen lässt sich ableiten, dass die finanziellen Aufwendungen des Landes **kurzfristig auf 35 Mio. DM/a (2002), mittelfristig auf rund 70 Mio. DM/a (2005) und längerfristig (2010) auf 160 Mio. DM/a,** im Mittel der nächsten zehn Jahre also auf rund **75 Mio. DM/a** steigen sollten, wenn das Verdopplungsziel 2010 zeigerecht erreicht werden soll. Dies erfordert eine erhebliche Steigerung der bisher für diese Zwecke eingesetzten Mittel, die zuletzt (in 2000) unter 10 Mio. DM/a gesunken sind. [Drucksache 2001]. Das Land würde damit auch zu den in dieser Hinsicht derzeit führenden Bundesländern Bayern und NRW aufschließen. Der Beitrag des Landes am gesamten Fördervolumen würde von heute lediglich 10 % auf rund 25 % steigen und damit einen angemessenen Teil des Gesamtauf-

[52] Im Umkehrschluss kann davon ausgegangen werden, dass bei einer restriktiven oder unglaubwürdigen energiepolitischen Haltung der Landesregierung nur unterproportionale Anteile der Mittel aus Bundesprogrammen und aus dem EEG in Baden-Württemberg verbleiben würden.

wandes darstellen. Zusammen mit der bundesseitigen Unterstützung und derjenigen des EEG könnten dadurch, wie in Kapitel 5 abgeleitet, **Investitionen zwischen 500 Mio. DM/a (2000) und 2.070 Mio. DM/a (2010), im Mittel 1.430 Mio. DM/a** allein in BW angestoßen werden. Das ist etwa das **Fünfzehnfache** dessen, was das Land an Fördermitteln dazu aufwenden müsste.

Tabelle 8.2: Finanzierungsbedarf für den Ausbau regenerativer Energien in Baden-Württemberg bis 2010 und Aufteilung auf verschiedene Förderinstrumente und Förderprogramme, (in Mio. DM/a)

	2000	2002	2004	2006	2008	2010	Mittelwert 2000 - 2010
Jährlicher Finanzierungsbedarf	**95**	**162**	**250**	**366**	**510**	**650**	**336**
- stromseitig *)	30	70	120	180	260	345	**166**
- wärmeseitig**)	65	92	130	186	250	305	**170**
Monetäres Äquivalent von Förderinstrumenten:							
EEG (derzeitiger Gültigkeitsbereich)	26	52	95	150	220	280	**136**
Andere Förderprogramme des Bundes : 100 000 Dächer; 300 Mio.DM-Programm, Kreditprogramme (ERP, DtA, KfW) bzw. deren Weiterentwicklung	35	45	68	96	135	175	**91**
Erforderliches Landesprogramm	**9**	**35**	**55**	**85**	**120**	**160**	**77**
Kommunen, Energieversorger, freiwillige Zahlung Privater u.a.	25	30	32	35	35	35	**32**
Anteil Land an Gesamtbedarf (%)	**9,5**	**21,6**	**22,0**	**23,2**	**23,5**	**24,6**	**22,8**
Landesprogramm							
Stromseitig *)	1	12	19	23	33	58	**24**
Wärmeseitig **)	8	23	36	62	87	102	**53**

*) einschließlich KWK - Anlagen mit Biomassenutzung und anderen innovativen dezentralen KWK - Anlagen
**) bei Biomasse Heizwerke und Heizentralen, sowie alle Nahwärmenetze (auch für KWK)

BaWü-neu/förder.wk4; 24.11.2001

Stromseitig besteht eine optimale Förderstrategie des Landes darin, gezielte Ergänzungen zum EEG vorzunehmen, sowie innovativen dezentralen KWK-Anlagen (insbesondere mit Biomasse) mittels einem größeren Demonstrationsprogramm zum Marktdurchbruch zu verhelfen (vgl. Abschnitt 8.2). So kann mit einem relativ geringen zusätzlichen Mitteleinsatz das im Strombereich anvisierte Verdopplungsziel sicher erreicht werden. Die Ergänzungen zum EEG beziehen sich auf die Unterstützung von zu modernisierenden Wasserkraftwerken > 5 MW_{el}, sowie auf eine flankierende Unterstützung größerer PV-Anlagen, die zur Schaffung des allein in BW anzustrebenden 50 MW/a – PV-Marktes bis 2010 aufgebracht werden müssen und die nicht ausschließlich aus dem EEG und dem 100.000 Dächer-Programm bzw. dessen Nachfolgern aufgebracht werden. Jahresdurchschnittlich sind dies im nächsten Jahrzehnt knapp 25 Mio. DM/a (Tabelle 8.2; zweitletzte Zeile). Kann das EEG, wie vorgeschlagen, entsprechend erweitert werden – wozu auch Initiativen des Landes im Bundesrat beitragen können – kann ein Anteil der sonst erforderlichen landesseitigen Unterstützung wegfallen. Im wesentlich verbleibt dann hier die gezielte Förderung von neuen, dezentralen KWK-Anlagen, die in der Demonstrationsphase weder von einem (erweiterten) EEG noch vom geplanten KWK-Gesetz vollständig abgedeckt werden.

8.3.7 REG und Nahwärme im Wärmemarkt

Aufgrund der bestehenden Konstellation von Förderinstrumenten (Dominanz des Strombereichs), der vorhandenen REG-Potenziale (Windenergie nur begrenzt) und der insgesamt unbefriedigenden Unterstützungssituation des REG-Wärmemarkts ist es für das Land jedoch vor allem vorteilhaft, vor allem eigene Akzente im **Wärmebereich** zu setzten. Hier besteht noch beträchtlicher energiepolitischer Handlungsbedarf, der durch entsprechende landespolitische Schwerpunktsetzungen günstige Entwicklungen für die baden-württembergische Wirtschaft einleiten und auf die Stärken des Landes im REG-Bereich zugeschnitten werden kann. Letztere liegen vor allem in einer deutlich verstärkten Nutzung von Biomasse, Solarkollektorenanlagen und Erdwärme, wobei insbesondere deren Nutzung in Nahwärmeversorgungen (im Fall der Biomasse und des Biogases unter Einschluss der gekoppelten Stromerzeugung) von zentraler Bedeutung für die angestrebte Verdopplung der REG auch Wärmebereich ist. Dementsprechend ist der wärmeseitige Beitrag des baden-württembergischen Förderprogramm mit deutlich zu steigernden Fördermitteln zu versehen, die im Jahresmittel des Jahrzehnts um 50 Mio. DM/a liegen sollten. Wärmeseitig ist somit der Beitrag des Landes höher als derjenige im Strombereich, was sich aus dem Fehlen eines dem EEG entsprechenden Förderinstruments im Wärmemarkt ergibt. Entsprechend größer sind auch die Möglichkeiten des Landes auf die zukünftige Ausgestaltung dieses Marktes Einfluss zu nehmen.

Um die großen REG-Potenziale im Wärmebereich längerfristig voll erschließen zu können ist schon bis 2010 ein substantieller Einstieg in Großanlagen und Nahwärmeversorgungen erforderlich. Dafür sprechen mehrere Gründe: Großanlagen sind insgesamt die wirtschaftlicheren Systeme; Solarstrahlung kann in nennenswertem Ausmaße für Heizungszwecke überhaupt nur mittels Großanlagen erschlossen werden, auch die Nutzung fester Biomasse geschieht in Heizzentralen und –heizwerken effizienter und emissionsärmer. Bei KWK- Anlagen ist die Verwendung der Wärme meist nur über Nahwärmenetze bzw. -inseln sicherzustellen. Eine einmal errichtete Nahwärmeversorgung bietet flexible Möglichkeiten der Kombination verschiedener Energiequellen. Bei korrekter Auslegung und modernen Verlegemethoden können Nahwärmeversorgungen auch bei sinkendem spezifischen Raumwärmebedarf wirtschaftlich mit Einzelheizungen konkurrieren [Holzenergie 1998; Wiernsheim 1998; Lutz 1996]. Ein entsprechend angelegtes Förderprogramm für derartige Anlagen ist daher ein zentraler Baustein einer wirksamen REG-Erschließungsstrategie und könnte der Entwicklung des regenerativen Wärmemarktes neue Impulse verleihen. Es kann auf bestehenden Ansätzen in Baden-Württemberg aufbauen (Demonstrationsprojekte für solare Nahwärme; Programm „Holzenergie 2000“, hoher regionaler Anteil von Biogasanlagen) und bei entsprechend engagiertem Vorgehen dem Land hierin eine führende Position sichern. Als weiteres Element kann auch die Gesamtkonzeption von Siedlungen bzw. von ganzen Landgemeinden mit möglichst hohem Anteil regenerativer Energien eingeführt werden. Das Beispiel Wiernsheim [Wiernsheim 1998], aber auch andere Entwürfe (z. B. Solarsiedlung Freiburg) zeigen, welche innovativen Möglichkeiten hier bestehen, regenerative Energien als selbstverständlichen Bestandteil fortschrittlicher Siedlungskonzepte zu etablieren.

Für die einzelnen Elemente einer effektiven und zukunftsorientierten Wärmeversorgung sind speziell folgende Punkte von Bedeutung:

Nahwärme

Eine entscheidende Voraussetzung für einen umfassenden Einsatz von REG sind Nahwärmenetze[53]. Für Geothermie aus Tiefenbohrungen ist die Möglichkeit, in ein Nahwärmenetz

[53] Im Jahr 2010 werden im Szenario NACHHALTIGKEIT rund 30 PJ/a Wärme über Nahwärmeversorgungen bereitgestellt, davon 17 PJ/a mittels REG Auf der Basis typischer Anlagengrößen (Kollektoren 5.000 m²; Biomasse 1 und 10 MW_{th}; Geothermie 5 und 10 MW_{th}) entspricht der REG-Anteil rund 150 Kollektoranlagen,

einzuspeisen, sogar beinahe zwingend erforderlich. Bis 2050 können die Nachhaltigkeitsziele nur erreicht werden, wenn mehr als die Hälfte des Raumwärmebedarfs durch Nahwärmeinseln- und netze oder Fernwärmenetze bereitgestellt werden. Dies bedeutet einen erheblichen Wandel in der Beheizungsstruktur. Erschwerend kommt in Baden-Württemberg hinzu, dass zwar Fernwärmenetze in den größeren Städten und auch Nahwärmenetze in einigen Neubaugebieten vorhanden sind, es aber kaum Beispiele für den Aufbau von Nahwärmesystemen im Altbaubestand gibt. Zur Einleitung dieses Strukturwandels sind daher besonders intensive Maßnahmen notwendig:

- **Finanzielle Zuschüsse zu Nahwärmenetzen**, insbesondere im Altbaubereich. Für die Erschließung erster Altbaugebiete zunächst um 40 % der Investitionskosten. Dieser anfänglich hohe Zuschussanteil kann, nachdem die ersten beispielhaften Nahwärmeanlagen in bestehenden Wohngebieten realisiert sind (Demoprojekte), bis etwa 2010 auf etwa 10 % reduziert werden. Planungen sind ebenfalls zu bezuschussen (z.B. die Erstellung eines Wärmeatlas).

- **Gesetzliche Klarstellungen in Gemeindeordnung** (Zuständigkeitsbereich des Landes) und Baugesetzbuch (Bund und Länder), dass Klima- und Umweltschutz zu den Aufgaben der Gemeinde gehört mit der Konsequenz, dass bzgl. Nahwärme Anschlusspflichten ausgesprochen bzw. Genehmigungen (z.B. Leitungsverlegung in Bundesstraßen) einfacher erteilt werden können. In den meisten Bundesländern (auch in BW) erlauben die Gemeindeordnungen neben dem Ausschluss bestimmter Heizungen (Verbrennungsverbote für feste Brennstoffe) auch die Festlegung einer Anschlusspflicht an (Fern-/Nah-) Wärmeversorgungen. Diese muss mit dem Vorliegen eines öffentlichen Interesses begründet werden, wozu i.allg. „allgemeine Gründe des Umweltschutzes ausreichen“[54]. Unklarheiten bzw. Meinungsverschiedenheiten resultieren aus der Frage, ob Klimaschutz einen unmittelbaren Nutzen für die betroffenen Bürger darstellt. Eine juristische Klarstellung, unter welchen Bedingungen eine Anschlusspflicht zulässig ist, und eine Ermunterung der Gemeindeverwaltungen von Seiten der Landesregierung, diese auch durchzusetzen, ist daher für die Verbreitung von REG und dezentraler KWK von großem Vorteil. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass neben der Gemeinde auch Dritte (z.B. Contractoren) als Betreiber einer Nahwärmeversorgung in Frage kommen und nicht allein aus dem Grund benachteiligt werden dürfen, weil sie im Unterschied zur Gemeinde über keine hoheitlichen Rechte verfügen. In der Praxis zeigt sich, dass engagierte Gemeinden die Anschlusspflicht fast immer ökologisch begründen können.

- Erstellung eines Leitfadens als erste Informations- und Planungshilfe für Gemeindeverwaltungen und Bürgermeister. Bürgermeister und Gemeinderäte verstärkt auf die Möglichkeiten von Nahwärme in ihrer Gemeinde hinweisen, z.B. anlässlich der Ausweisung neuer Baugebiete. Verbesserung der Akzeptanz von Nahwärme bei den Bürgern durch die Erstellung und Verbreitung von entsprechendem Informationsmaterial

- Es sind langfristig verlässliche, an die lange Akquisitionsphase bei Altbaugebieten angepasste Förderbedingungen zu schaffen. Die Förderbedingungen, mit denen zu Beginn der Projektplanungen gerechnet wird, müssen auch noch bei Baubeginn gelten, um einmal gemachte Zusagen einhalten zu können[55].

---

500 Biomasse- und Biogasgroßanlagen und 30 Erdwärmeanlagen, die vorzugsweise Neubaugebiete (Wohnsiedlungen und Gewerbegebiete), aber auch zu sanierende Siedlungsquartiere versorgen können oder Heizzentralen in größeren Einzelgebäuden ersetzen können (Nahwärmeinseln)

[54] Kunze, Bronner, Katz: Kommentar zur Gemeindeordnung Baden-Württemberg.

[55] Vielfach liegen zwischen Akquisitionsbeginn und Baubeginn mehrere Jahre.

- Der Erfahrungsaustausch mit anderen Ländern ist zu fördern. Dort werden teilweise wesentlich geringere Baukosten für Nahwärmeleitungen erreicht. So kann z.B. die Beeinträchtigung der Anwohner während der Bauphase durch in Dänemark erprobte Verlegeverfahren stark reduziert werden.

Solarkollektoren

Die heute üblichen kleinen Solarkollektoranlagen haben hohe spezifische Investitionskosten von ca. 1 700 DM/m². Größere Anlagen können günstiger gebaut werden und liegen daher näher an der Wirtschaftlichkeitsschwelle. Derartige Anlagen (>100 m²) werden dennoch heute nur selten gebaut, da die erzeugte Wärme i.a. nicht mehr von einem (ökologisch engagierten) privaten Eigentümer allein genutzt werden kann, mit der Folge, dass ein strenger Wirtschaftlichkeitsnachweis gefordert wird. Sowohl für einen auch ohne Förderung selbsttragenden Markt als auch für die Ausschöpfung des großen Potenzials der solarer Nahwärme sind dies Anlagen von besonderer Bedeutung. Vom derzeitigen Marktanreizprogramm der Bundesregierung wird diese Anlagengröße praktisch nicht erreicht. Eine Förderung durch das Land kann damit eine sehr zweckmäßige Ergänzung zum Bundesprogramm darstellen; die Fördermaßnahmen sind daher auf Großanlagen auszurichten:

- Größere Solaranlagen (>100 m²) sind verstärkt zu fördern. Dabei sind Anlagen mit Heizungsunterstützung oder mit saisonalem Speicher zu bevorzugen.

- Gefördert werden sollte die solar erzeugte Wärmemenge anstelle der eigentlichen eines Investition. Hierdurch wird die Qualität der Anlagen sichergestellt. Die zusätzlichen Messkosten fallen bei Großanlagen nicht ins Gewicht. Außerdem ist eine zusätzliche Vergütung von Wärmemengen kompatibler mit einer etwaigen zukünftigen Quotenregelung oder einem Ausschreibungsverfahren (Bieterwettbewerb) als ein einmaliger Investitionskostenzuschuss. Die Förderung der solar erzeugten kWh sollte heute bei etwa 12 Pf/kWh liegen und bis 2010 auf 8 Pf/kWh reduziert werden und sich auf einen Förderzeitraum von ca. 15 Jahren ab Fertigstellung der jeweiligen Anlage beziehen.

- Kurzfristig kann die Förderung für kleinere Solaranlagen kalkulierbarer gestaltet werden, indem Anträge auf Förderung nach dem Vorbild der Ökozulage bei den Finanzämtern eingereicht werden können. Für Kollektoranlagen auf Neubauten ist dies bereits heute der Fall. Die Transaktionskosten dieses Förderinstruments sind gering und die Nachteile der bisherigen Förderung im Zusammenhang mit erschöpften Förderbudgets und kurzfristigen Änderungen politischer Mehrheiten entfallen. Es verbleibt allerdings der Nachteil, dass die Förderung weiterhin aus dem allgemeinen Steueraufkommen – also nicht verursachergerecht – erfolgt. Dieses Förderinstrument kann nur bundesweit eingeführt werden. BW kann die Einführung dieses Instrumentes unterstützen.

Geothermie

In BW gibt es verbreitet hydrothermale Vorkommen. Diese werden aber bisher nur selten genutzt und bisher praktisch nur für Thermalbäder. Dementsprechend fehlen verlässliche Kostenangaben zur Nutzung von Geothermie bei der Beheizung von Gebäuden. Wärmepumpen mit im oberflächennahen Erdreich versenkten Wärmetauschern (sog. „oberflächennahe Geothermie) werden hier nicht zur Geothermie gerechnet, da sich erst in tieferen Schichten eine merkliche Temperaturerhöhung aufgrund des glühenden Erdkerns ergibt. Folgende Maßnahmen zur Unterstützung des Aufbaus von Erdwärmeversorgungen werden vorgeschlagen:

- Übernahme des Bohrrisikos durch das Land. Für einzelne Projekte bedeutet es ein großes finanzielles Risiko, dass eine Tiefenbohrung nicht wie erwartet auf wasserführende Schichten stößt. Im Mittel dürfte dieses Risiko aber begrenzt bleiben und daher dessen Übernahme bei geringen Kosten eine große fördernde Wirkung auslösen.

- Staffelung der Förderung nach der Vorlauftemperatur, welche aufgrund der Tiefenbohrung erreicht wird. Der (primär-)energetische Nutzen tieferer (und teurerer) Bohrungen ist aufgrund des damit erreichbaren höheren Temperaturniveaus viel höher als bei oberflächennaher „Geothermie“ mit typischen Vorlauftemperaturen zwischen 0 °C und 10 °C.

- Erste Demonstrationsprojekte mit erhöhten Dokumentationspflichten fördern, mit den Ziel, transparente Grundlagen für Kostenkalkulationen zu erhalten. Erst danach lassen sich die für eine nachhaltige Entwicklung notwendigen Förderbeträge festlegen. Möglicherweise ist eine geringere Förderung je kWh ausreichend als bei Solarkollektoren.

- Förderung von weiteren Forschungs- und Demonstrationsvorhaben zur HDR-Technik.

Biomasse

Die Wärmegestehungskosten aus fester Biomasse sind schon bei den heutigen Preisen für fossile Brennstoffe häufig konkurrenzfähig. Förderung ist daher höchstens im Zusammenhang mit verschärften Anforderungen an den Schadstoffgehalt der Abgase notwendig. Förder- und Entwicklungsbedarf ist noch bei den (Holz-)Vergasungstechnologien notwendig, mit welchen erst eine effektive Kraft-Wärme-Kopplung mit fester Biomasse als Brennstoff und hohen elektrischen Wirkungsgraden möglich wird. Für die schadstoffarme energetische Nutzung von minderwertigen Holzsortimenten (z.B. feuchte Rinden) sind Heizwerke mit Nahwärmenetzen notwendig. Maßnahmen:

- Zusätzliche Förderung der Wärmeauskopplung aus Holzkraftwerken, welche aufgrund des EEG derzeit geplant oder im Bau sind. In Frage kommen hier auch Auflagen bei der Genehmigung derartiger Anlagen. Damit soll einer durch das EEG begünstigten Fehlentwicklung entgegengewirkt werden, welches die Nutzung von (zukünftig knappem) Holz mit geringem Nutzungsgrad zulässt und die Nutzung der Wärme vernachlässigt.

- Weitere und verstärkte Förderung von Heizwerken mit Biomasse oder Biogas als Brennstoff. Die im Abschnitt „Nahwärme“ erwähnten Maßnahmen werden zunächst besonders der Nutzung von Biomasse zugute kommen.

- Verstärkte Förderung der Entwicklung und Demonstration von teerarmen Holzvergasungstechnologien, welche den Anforderungen eines dauerhaft störungsfreien Betriebs von BHKW genügen.

Längerfristige Perspektiven

Mittelfristig (spätestens ab 2010) sollte die direkte Förderung des Wärmebereichs aus öffentlichen Haushalten wegen des deutlich wachsenden Mittelvolumens durch besser an den Markt angepasste Förderinstrumente mit geringerem Verwaltungs- und Antragsaufwand ersetzt werden. Das Förderinstrument EEG ist auf den Wärmemarkt nicht direkt übertragbar, da es anders als in der Stromversorgung keine flächendeckenden Versorgungsnetze mit klar definierten Betreibern gibt.

Statt der Preisvorgabe empfiehlt sich daher im Wärmemarkt eine durch den Gesetzgeber festzulegende jährlich wachsende Mengenvorgabe für REG-Wärme (Quotenregelung), welche den Brennstoffversorgern auferlegt wird. Diese werden die von ihnen geforderten Beiträge an REG i.a. nicht selbst erzeugen, sondern von Dritten (z.B. privaten Betreibern von

Solaranlagen) zukaufen. Um diesen Handel effektiv zu gestalten, sind handelbare Zertifikate einzuführen, welche den Betreibern von REG-Anlagen entsprechend der von ihnen erzeugten Wärmemenge unter stichprobenartiger öffentlicher Kontrolle erteilt werden [Nast 2001]. Diese Zertifikate können an die zur Erfüllung der Quote verpflichteten Akteure verkauft werden. Eine derartige Quotenregelung hat – in demselben Maße wie das EEG im Strombereich – den Vorteil, dass die öffentlichen Haushalte entlastet und gemäß dem Verursacherprinzip die Energieverbraucher im Wärmemarkt belastet werden. Für die Anlagenhersteller und den Handel wird die Nachfrage nach regenerativen Energien für Hersteller und Handel kalkulierbarer. Die Einführung einer Quotenregelung ist nur bundesweit möglich. BW kann jedoch mit entsprechenden Vorschlägen und Bundesratsinitiativen eine Entwicklung in diese Richtung anstoßen und gestalten. Schon vor 2010 können für Großanlagen vom Land auch Ausschreibungsverfahren (sog. Bieterwettbewerb) als effiziente Förderinstrumente eingesetzt werden.

Als Fazit kann festgehalten werden: Mit dem hier vorgeschlagenen Förderprogramm für REG- und innovative KWK-Technologien in einer Höhe von jahresdurchschnittlich **75 Mio. DM/a über einen Zeitraum von 10 Jahren** würde Baden-Württemberg mit einem Fördersatz von 7,5 DM/Kopf, a in die Spitzengruppe der Bundesländer aufrücken und damit für gute Voraussetzungen für eine am Verdopplungsziel 2010 orientierte Marktausweitung von REG im Lande sorgen. Umgelegt auf die verbrauchten Strom- und Brennstoffmengen entspricht die Fördersumme lediglich einer Erhöhung von rund **0,04 Pf/kWh**, ist also sehr gering im Vergleich zu anderen Einwirkungen auf die Energiepreise.

9 Literatur

Literatur zu Kapitel 1:

Bartsch/Müller 2000	Bartsch, U., Müller, B.: Fossil Fuels in a Changing Climate, Oxford Institute of Energy Studies. Oxford Univ. Press. New York, 2000
Broschüre 2000	BM für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Erneuerbare Energien und Nachhaltige Entwicklung, 3. Aktualisierte Auflage, Berlin August 2000
Campbell/Laherrère 1995	Campbell, C.J., Laherrère, J.H.: The World's Oil Supply 1930 – 2050, Petroconsultants SA, Vol. I, Geneva, 1995
Chesshire 2000	Chesshire, J.: Written Evidence for the Hearing at the German Bundestag Enquete Commission on 30 October 2000. Berlin.
Criqui/Avdulaj-Mima/Finon 1999	Criqui, P., Avdulaj-Mima, S., Finon, D.:World Energy Scenarios. In: Institut d`Economie et de Politique de l'Energie: The Shared Analysis Project – Economic Foundations for Energy Policy, Vol. 2. Grenoble, 1999
DIW 2001	DIW, Wettbewerb – ein Sicherheitsrisiko ? ZfK, 8. Sept. 2001, S.1
DOE-EIA 2000	DOE-EIA (Department of Energy – Energy Information Administration): International Energy Outlook. Washington D.C., 2000
Energiebericht 2000	Energiebericht des Landes Baden-Württemberg für das Jahr 2000, Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg 2001
Energiebilanzen:	Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland, diverse Jahrgänge. Herausgeber: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Verlags- und wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke mbH, Frankfurt
Esso 2000	Oeldorado 2000, ExxonMobil Central Europe Holding GmbH, Hamburg
EU 1999	European Union Energy Outlook to 2020, The Shared Analysis Project, 1999, Brussels
EU 2000	EU, DG XVII, The Foundations of Energy Policy, Energy in Europe, Brussels, 2000
HGF 2001	J. Nitsch, C. Rösch u.a.: Schlüsseltechnologie Regenerative Energien – Teilbericht im Rahmen des HGF-Projekts: „Global zukunftsfähige Entwicklung – Perspektiven für Deutschland.", Stuttgart, Karlsruhe, Juli 2001
IEA 2000	IEA (International Energy Agency): World Energy Outlook. Paris: OECD, 2000

IEPE 1999	IEPE: World Energy Scenarios. Energy in Europe. The Shared Analysis Project. Vol. 2, Brussels 1999. www.shared-analysis.fhg.de
IPCC 2001	IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change): Summaries for Policy Makers and Technical Summaries of Working Group I, II and III, Geneva, 2001
Petro-consultants 1995	Petro-consultants, The World Oil Supply 1930-2050. 3 Vols. Geneva 1995
Prognos 2001	Prognos: Analyse der Atominitiative. Untersuchung im Auftrag des Bundesamtes für Energie, publiziert am 26.02.2001.
TA-Akademie 2000	O. Renn, u.a.: Nachhaltige Entwicklung in Baden-Württemberg., Statusbericht 2000 – Langfassung, Arbeitsbericht 173 der Akademie für Technikfolgenabschätzung Baden-Württemberg, Stuttgart November 2000
Umweltplan 2000	Umweltplan Baden – Württemberg, Ministerium für Umwelt und Verkehr, Stuttgart 2000
WEC-IIASA 1998	WEC-IIASA (World Energy Council – International Institute for Applied Systems Analysis):Global Energy Perspectives, Joint Report. London, 1998
WiMi2001:	Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg, Homepage „Energiepolitik“; www.wm.baden-wuerttemberg.de

Literatur zu Kapitel 2:

IEA 2000	International Energy Agency, IEA:Energy Policies of IEA Countries. 2000 Review. Paris, 2000
Kleemann et al. 2001	Kleemann, M., Heckler, R., Kolb, G., Hille, M.:Die langfristige Entwicklung des Wärmebedarfs im Gebäudesektor. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 51. Jg. (2001) Heft 4, S. 202-206
Prognos 1993	Prognos AG:Die Bundesrepublik Deutschland 2000-2005-2010. Prognos Deutschland Report Nr.1. Basel, 1993
Prognos 2001	Prognos AG: Szenariendarstellung- Soziodemografische und ökonomische Rahmendaten (Bearbeiter: M. Schlesinger). Zwischenbericht für die Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ des Deutschen Bundestages. Basel, Februar 2001
Statistisches Bundesamt 2000a	Bevölkerungsentwicklung Deutschlands bis 2050. Neunte koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung. CD-ROM. Wiesbaden, 2000
Statistisches Bundesamt 2000	Bevölkerungsentwicklung 1999. Wirtschaft und Statistik 12/2000

Statistisches Bundesamt 2001	Entwicklung der Bevölkerung bis 2050. Ergebnisse der 9. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung des Bundes und der Länder. Wirtschaft und Statistik 1/2001
Statistisches Landesamt Baden-Württemberg 2000	Statistisches Taschenbuch 2000, Stuttgart 2000, und persönliche Mitteilungen
Statistisches Landesamt Baden-Württemberg 2001a	persönliche Mitteilung: Künftige Entwicklung der Bevölkerungszahl in Baden-Württemberg bis zum Jahre 2050 nach ausgewählten Altersgruppen. Stuttgart, 2001
Statistisches Landesamt Baden-Württemberg 2001b	persönliche Mitteilung zu Einzeldaten der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung in Baden-Württemberg. Stuttgart, 2001
Statistisches Landesamt Baden-Württemberg 2001c	persönliche Mitteilungen zu Einzel- und Strukturdaten für Wohngebäude und Nichtwohngebäude (inkl. Mikrozensus-Daten). Stuttgart, 2001
Universität Stuttgart 1999	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, IER, Abteilung Energiewirtschaft und Systemtechnische Analysen (ESA): Bedeutung der Kernenergie für die Energiewirtschaft in Baden-Württemberg – Auswirkungen des Kernenergieausstiegs (Fahl., U. , M. Blesl, D. Herrmann, C. Kemfert, U. Remme, H. Specht, A. Voß). Stuttgart, November 1999

Literatur zu Kapitel 3:

Almeida et al. 1996	Almeida, A. T. de; Landwehr, M.; Eichhammer, W.; et al.: Actions to Promote Energy Efficient Electric Motors. Motors Study Group. Karlsruhe/Coimbra
Almeida et al. 2000	Almeida, A.T. de; Guisse, F.; Previ, A.; Falkner, H.; Reichert, R.; Malmose, K. et al.: Improving the Penetration of Energy-Efficient Motors and Drives. Coimbra
Becker et al. 2000	Becker, H.; Godorr, S.; Kreis, H. u. Vaughan, J.: Die weltweit größte Trennwandkolonne mit Böden – Erfahrungen von der Konzeptfindung bis zur Inbetriebnahme. in: Berichte aus Technik und Wissenschaft, Sonderausgabe zur Achema 2000. Linde AG, Wiesbaden
Bine 2/2000:	Informationsdienst 2/2000; Raumluftkonditionierung mit Erdwärmetauschern, Bonn
Böde et al. 2000	Böde, U.; Cremer, C. u. Bradke, H.: Detaillierung des Stromverbrauchs privater Haushalte in der Bundesrepublik Deutschland. Fraunhofer Institut Systemtechnik und Innovationsforschung, Karlsruhe

Brohmann et al. 2000	Brohmann, B.; Cames, M.; Herold, A. u. Boschmann, N.: Klimaschutz durch Minderung der Treibhausgasemissionen im Bereich der Haushalte und Kleinverbrauch durch klimagerechtes Verhalten. Band 1: Private Haushalte. Öko-Institut, Darmstadt
Cremer et al. 2001	Cremer, Clemens; Böde, Ulla; Bradke, H.; Walz, Rainer; Behnke, Lars:Systematisierung der Potenziale und Optionen; Endbericht; im Auftrag der Enquete Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“, Karlsruhe
Daimler-Chrysler AG 1999	Umweltbericht 1999, Stuttgart
Daimler-Chrysler AG 2000	Umweltbericht 2000, Stuttgart
Deutsch 1994	Deutsch, C.: Abschied vom Wegwerfprinzip – Die Wende zur Langlebigkeit in der industriellen Produktion. Stuttgart
Deutsche Bahn AG (DB-AG) 1998	Umweltbericht 1998, URL:http://www.bahn.de/konzern/uebersicht/holding/die_bahn_umweltbericht.shtml
Diehl, Schiller 1997	Diehl, J.; Schiller, H.: Entwicklungsstand, neue Systeme, Trends in der RLT; HLH 48 Nr. 11
Enquête-Kommission 1994	Schlussbericht der Enquête-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“, Deutscher Bundestag, Drucksache 12/8600, Bonn/Berlin
Fitzner 2000	Fitzner, K.: Forschungsvorhaben Sanirev, Teilbericht TU-Berlin, Forschungszentrum Jülich, 2000
Fleig 2000	Fleig, J. (Hrsg.): Zukunftsfähige Kreislaufwirtschaft. Mit Nutzenverkauf, Langlebigkeit und Aufarbeitung ökonomisch und ökologisch wirtschaften. Schäffer-Poeschel Verlag, Stuttgart, 2000
Geiger, Lindhorst 2001	Geiger, B., Lindhorst, H.: Energiewirtschaftliche Daten. BWK Bd. 53(2001)Nr.1/2, 2001
Geiger et al. 1999	Geiger, B.; Gruber, E. u. Megele, W.: Energieverbrauch und Einsparung in Gewerbe, Handel und Dienstleistung, Physica-Verlag, Heidelberg, 364 S.
Group of Personalities 2001	European Aeronautics: A Vision for 2020. Report of the Group of Personalities. URL: http://europa.eu.int/comm/research/growth/aeronautics2020/pdf/aeronautics2020_en.pdf
Haibel 2001	Haibel, M.: Fachhochschule Biberach für Bauwesen und Wirtschaft, Tagungsreferat Raumlufttechnik und Energieeinsparung; Berlin 06/2001

Hartmann et al. 1999	Hartmann T., Kremonke A. und Reichel D.: Gewährleistung einer guten Raumluftqualität bei weiterer Senkung der Lüftungswärmeverluste, Forschungsbericht des Instituts für Thermodynamik und Technische Gebäudeausrüstung Dresden, 1999
Heinz, 1991	Heinz, E.: Stand der kontrollierten Wohnungslüftung in der Bundesrepublik Deutschland und zukünftige Entwicklung, Untersuchung im Auftrag Technomar GmbH, München, 1991
Hiessl et al. 1995	Hiessl, H. et al.: Auf dem Weg zu einer ökologischen Stoffwirtschaft. Teil II: Die Rolle einer ganzheitlichen Produktpolitik. In: Gaia 1995, Nr. 2,1995
Hirschl et al. 2001	Hirschl, B. et al.: Nachhaltige Produktnutzung. Sozial-ökologische Bedingungen und ökologische Vorteile alternativer Konsumformen, Berlin
IEA (International Energy Agency) 2000	Policies and Measures to Mitigate Greenhouse Gas Emissions: Transportation Options (Light Duty Vehicles). Paris
IKARUS-Datenbank 2002	Update Frühjahr 2002, Fachinformationszentrum Karlsruhe
IER 2001	Maßnahmen für den Ersatz der wegfallenden Kernenergie in Baden-Württemberg; Gutachten im Auftrag des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg; März 2001
Knissel 1999	Knissel J.: Energieeffiziente Büro- und Verwaltungsgebäude, Institut Wohnen und Umwelt (IWU), Bestellnr. 10/99, 1999
Landwehr, Jochem 1996	Landwehr, M. u. Jochem, E.: Stromverbrauch in Elektroantrieben. Analyse technischer, ökonomischer und politischer Aspekte der rationellen Stromnutzung. Fraunhofer Institut Systemtechnik und Innovationsforschung, Karlsruhe
Lendwehr et al. 1997	Landwehr, M.; Eichhammer, W. u. Engel, T.: Characterization of Electric Motor Stock and Electricity Use in Germany, Final Report. Subcontract for the University of Coimbra (ISR) within the European Union Study "Energy Efficiency Actions for Electric Motors", Fraunhofer Institut Systemtechnik und Innovationsforschung, Karlsruhe, 1997
Lehmann 2001	Lehmann, J.: LWH Helmstedt; Ionisation verbessert die Luftqualität – moderne Verfahren zur Luftreinhaltung und Energieeinsparung für Raum- und Abluft, Tagungsreferat Raumlufttechnik und Energieeinsparung; Berlin 06/2001
Lovins 1996	Lovins, A.: Hypercars: The Next Industrial Revolution. Rocky Mountains Institute, Snowmass URL: http://www.rmi.org/images/other/HC-NextIndRev.pdf
Lovins et al. 1991	Lovins, A.; Barnett, J. u. Lovins, J.: Supercars: The Coming Light-Vehicle Revolution. Proceedings 1993 Summer Study of the European Council for an Energy Efficient Economy, Rungstedgård

Masuhr et al. 1991	Masuhr, K. P.; Eckerle, K.; Bradke, H.; Brakhage, A.; Knöpfel, I.; Lyons, B.; Reichert, J. u. Treber, M.: Konsistenzprüfung einer denkbaren zukünftigen Wasserstoffwirtschaft. Studie im Auftrag des BMBF, Basel
Kawamoto et al 2001	Kawamoto, K.; Koomey, J. G.; Nordmann, B.; Brown, R.; Piette, M. A.; Ting, M. u. Meyer, A. K.: Electricity Use by Office Equipment and Network Equipment in the U.S.: Detailed Report and Appendices. Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, 2001
Muller et al. 1995	Muller, M.; Simek, M.; Mak, J.: Modern Industrial Assessments: A Training Manual. The Office of Industrial Productivity and Energy Assessment, Rutgers University, Piscataway, 1995
Preussag AG 2001	Hapag-Lloyd fliegt mit kerosinsparenden Winglets. URL: http://www.preussag.de/de/profileonline/touristik/winglets.html
PROGNOS/EWI 1999	Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt, Basel 1999
Radgen, Blaustein 2001	Radgen, P. u. Blaustein, E.: Compressed Air Systems in the European Union. Energy, Emissions, Savings Potential and Policy Actions. Final report for the European Commission (SAVE II), LOG_X Verlag, Stuttgart, 2001
Scholl, Zundel 1999	Scholl, G.; Zundel, S.: Neue Nutzungskonzepte für Produkte – Entwicklungsperspektiven von Strategien zur Nutzungsdauerverlängerung und Nutzungsintensivierung, in: ZAU 1999, Nr. 4, S. 517-531, 1999
Statistisches Landesamt Baden-Württemberg 2001	Persönliche Mitteilungen 2001
UBA 1999/2000	Klimaschutz durch Minderung von Treibhausgasemissionen im Bereich Haushalte und Kleinverbrauch durch klimagerechtes Verhalten, Band 1 und 2 und Anlagenband zu Band 1, Forschungsbericht 204 01 120
Verein Deutscher Ingenieure e.V. (VDI)	Richtlinie 2067: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen. Beuth-Verlag
Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg 2001	Energiebericht 2000. Stuttgart 2001

Literatur zu Kapitel 4:

BMU 2000	J. Nitsch, M. Fischedick u.a.: Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes Bericht 2/00. Erich Schmidt Verlag, Berlin 2000

DIW 2001	Wettbewerb – ein Sicherheitsrisiko ? ZfK, 8. Sept. 2001, S.1
Energiebericht 1999	Energiebericht des Landes Baden-Württemberg für das Jahr 1999, Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg, Stuttgart 2000
Energiebericht 2000	Energiebericht des Landes Baden-Württemberg für das Jahr 2000, Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg, Stuttgart 2001
Hemmelskamp 1999	Hemmelskamp, J.: Innovationswirkungen der Umweltpolitik in der Windindustrie, in: Klemmer, P. (Hrsg.): Innovation und Umwelt, Analytica Verlagsgesellschaft, Berlin
IER 1999	U. Fahl u.a: Bedeutung der Kernenergie für die Energiewirtschaft in Baden-Württemberg – Auswirkungen eines Kernenergieausstiegs, Gutachten im Auftrag des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg, IER Forschungsbericht 62, Stuttgart.
IER 2001	U. Fahl u.a.: Maßnahmen für den Ersatz der wegfallenden Kernenergie in Baden-Württemberg. Gutachten im Auftrag des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg, März 2001
Jahrbuch 2000	F. Staiß: Jahrbuch Erneuerbare Energien 2000. Bieberstein-Verlag, Radebeul 2000.
Jahrbuch 2001	F. Staiß: Jahrbuch Erneuerbare Energien 2001. Manuskriptfassung, September 2001
LfU 1995	Möglichkeiten und Grenzen einer Verwertung von Rest- und Altholz. Handbuch Abfall 1 der Landesanstalt für Umweltschutz Baden-Württemberg, Dez. 1995
Nitsch 1999	J. Nitsch: Regenerative Energien in Baden-Württemberg. Gutachten für die Fraktion Bündnis 90/Die Grünen im Landtag von Baden-Württemberg. Stuttgart, Dez. 1999
Statistisches Bundesamt (verschiedene Jahrgänge b)	Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung, Hauptbericht, Fachserie 18, Reihe 1.3, Metzler Poeschel, Stuttgart
Statistisches Bundesamt (verschiedene Jahrgänge b)	Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung, Input-Output-Rechnung, Fachserie 18, Reihe 2, Metzler Poeschel, Stuttgart
Statistisches Bundesamt (verschiedene Jahrgänge und Monate d):	Ausgewählte Zahlen zur Energiewirtschaft, Querschnittsveröffentlichungen, Metzler-Poeschel, Stuttgart
Statistisches Bundesamt (verschiedene Jahrgänge)	Statistisches Jahrbuch für die Bundesrepublik Deutschland, Metzler Poeschel, Stuttgart
Statistisches Bundesamt 1998c	Beschäftigung, Umsatz Investitionen und Kostenstruktur der Unternehmen in der Energie- und Wasserversorgung, Produzierendes Gewerbe, Fachserie 4, Reihe 6.1, Metzler Poeschel, Stuttgart, 1998

Statistisches Landesamt Baden-Württemberg (08.01.2001)	Investitionen der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe, Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden in Baden-Württemberg 1999, Statistische Berichte E I 6 – j/99
Statistisches Landesamt Baden-Württemberg (09.05.2001)	Bruttoinlandsprodukt und Erwerbstätige 1991 bis 2000, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung, Statistische Berichte P I 1 – j/00
Statistisches Landesamt Baden-Württemberg (09.07.2001)	Strompreise fielen im Jahr 2000 um rund 14 Prozent, Eildienst Nr. 231/2001, http://www.statistik.baden-Wuerttemberg.de/aktuell/eild/231.htm
Statistisches Landesamt Baden-Württemberg (09.11.1999)	Kapitalstock und Anlagevermögen von 1970 bis 1997, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung, Statistische Berichte P/S 1 – j/97
Statistisches Landesamt Baden-Württemberg (14.07.2000)	Stromabsatz und Erlöse in Baden Württemberg 1999, Statistische Berichte E IV 5 – j/99
Statistisches Landesamt Baden-Württemberg (21.02.2001)	Verarbeitendes Gewerbe, Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden in Baden-Württemberg 2000, Statistische Berichte E I 1 – j/00
Statistisches Landesamt Baden-Württemberg (21.05.2001)	Bruttoanlageinvestitionen 1991 bis 1998, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung, Statistische Berichte P I 2/S – j/98
Statistisches Landesamt Baden-Württemberg (Hrsg.) 1997	Energieversorgung und –verbrauch 1984 bis 1995, Statistik von Baden-Württemberg Band 516, Stuttgart
VDEW (17.07.2000)	Marktanteil der Stromversorger gestiegen, http://www.strom.de/sd_sz_116.htm
VDEW (31.05.1999)	Stromversorger rationalisieren, http://www.strom.de/zf_bz_b9.htm

Literatur zu Kapitel 5:

Altner 1995	G. Altner u.a. Zukünftige Energiepolitik – Vorrang für Rationelle Energienutzung und regenerative Energien. Economica-Verlag, Bonn 1995
Becker 2000	M. Becker, W. Meinecke, C. Sattler: Konzentrierende Solarsysteme und Solare Chemie, BWK, Bd. 52, Nr. 4, 2000
BGR 2000	Homepage der Geowissenschaftlichen Gemeinschaftsdaufgaben (GGA) der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, www.bgr.de, 2000
BINE 1998	S. Hinz, F. Meyer: Solarthermische Kraftwerke, BINE Informationsdienst des Fachinformationszentrums Karlsruhe, Blatt Nr. 8, 1998

Biogas 2001	Karte zur Biogasnutzung in Deutschland, Stand 28.2.2001; Magazin „Neue Energien“ und Fachverband Biogas e.V. 2001
BMU 1999	Erneuerbare Energien und Nachhaltige Entwicklung. Broschüre des BM für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Referat Öffentlichkeitsarbeit 1. Auflage, Bonn Juli 1999
BMU 2000	J. Nitsch, M. Fischedick u.a.: Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes Bericht 2/00. Erich Schmidt Verlag, Berlin 2000
Bradke 2001	H. Bradke u.a. Potenziale aktueller und zukünftiger europäischer Stromexportländer für den Stromexport in die Bundesrepublik Deutschland. Untersuchung für das BM für wirtschaft. FhG-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung. Karlsruhe, September 2001 (Entwurfsfassung)
Buck et al. 2000	R. Buck, E. Lüpfert, F. Tellez: Receiver for Solar Hybrid Gas Turbine and Combined Cycle Systems (REFOS), Proceedings der IEA Solar Thermal 2000 Conference, Sydney 2000
BWE 2000	Marktübersicht Windenergie 2000. Bundesverband der Windenergie e.V. , Osnabrück 2000; dto. Windenergie 2001
DEWI 2001	Status der Windenergienutzung in Deutschland Ende 2000. DEWI – Magazin Nr. 19, Wilhelmshaven, August 2001
Energiegutachten 1987	J. Nitsch (Federführung) Erneuerbare Energien für Baden-Württemberg. Materialband V im Projekt: Perspektiven der Energieversorgung. Gutachten im Auftrag der Landesregierung von Baden-württemberg. Stuttgart, November 1987
Enermodal 1999	Enermodal Engineering Ltd. Cost Reduction Study for Solar Thermal Power Plants, World Bank/GEF, Washington D.C., 1999
European Commission, 1995	Externalities of Fuel Cycles. European Commission, DG XII, Science, Research and Development, JOULE. ExternE Externalities of Energy. Volume 2: Methodology. Published by the European Commission, EUR 16521.
European Commission, 1999	Externalities of Fuel Cycles. European Commission, DG XII, Science, Research and Development, JOULE. ExternE – Externalities of Energy. Volume 7: Methodology 1998 update. Published by the European Commission, EUR 19083.
EWEA 2000	Entwurfsfassung von 4 Studien im Rahmen des Projekts EWEA-Altener AL 98/395: Wind Energy in Europe. Fördergesellschaft Windenergie, Wiesbaden, April 2000

Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hrsg.) (1999)	Energiemodelle zum Klimaschutz in Deutschland. Physica-Verlag, Heidelberg
Garrad 1995	Garrad Hassan: Study of Offshore Wind Energy in the EC. Germanischer Lloyd und Windtest KWK, 1995
Giesecke/Förster 1994	Klimaverträgliche Energieversorgung für Baden-Württemberg. Arbeitsbericht Nr. 13: Ausbau der Wasserkraft. Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg, Stuttgart 1994
HGF 2001	J. Nitsch, C. Rösch u.a.: Schlüsseltechnologie Regenerative Energien – Teilbericht im Rahmen des HGF-Projekts: „Global zukunftsfähige Entwicklung – Perspektiven für Deutschland.“, Stuttgart, Karlsruhe, Juli 2001
Holzenergie 1998	H. Bunk, E. Maurer: Holzenergie für Kommunen – Ein Leitfaden für Initiatoren. Hrsg: Forstabsatzfond Bonn, 1998
Holzenergie 2000	Holzenergie für Kommunen in Baden. Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH., Karlsruhe, Dezember 2000
IER 2001	U. Fahl u.a.: Maßnahmen für den Ersatz der wegfallenden Kernenergie in Baden-Württemberg. Gutachten im Auftrag des wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg, März 2001
Jahrbuch 2000	F. Staiß Jahrbuch Erneuerbare Energien 2000. Bieberstein-Verlag , Radebeul 2000
Jahrbuch 2001	F. Staiß Jahrbuch Erneuerbare Energien 2001. Manuskriptfassung, September 2001
Kayser 1999	M. Kayser. Energetische Nutzung hydrothermaler Erdwärmevorkommen in Deutschland. – Eine energiewirtschaftliche Analyse. Dissertation, TU Berlin 1999
Krewitt, W., 2001	Externe Kosten der Stromerzeugung. In: Rebhan, E. (Editor): Energie – Handbuch für Wissenschaftler, Ingenieure und Entscheidungsträger. Springer Verlag
KWK 1994	J. Nitsch u.a. Wirtschaftliches und ausschöpfbares Potenzial der Kraft-Wärme-Kopplung in Baden-Württemberg. Untersuchung im Auftrag des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg, Stuttgart, Mai 1994
LNV 1996	Die Nutzung der Windkraft aus der Sicht des Natur- und Landschaftsschutzes. Landesnaturschutzverband Baden-Württemberg. Grüne Hefte Nr. 23, Stuttgart 1996
Mangold 2001	J. Mangold: Solare Nahwärme – Projekte, Potenziale, Perspektiven. Tagungsband „Solare Wärme“, Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg, 26.07.2001, Stuttgart

Nitsch 1999 — J. Nitsch: Regenerative Energien in Baden-Württemberg. Gutachten für die Fraktion Bündnis 90/Die Grünen im Landtag von Baden-Württemberg. Stuttgart, Dez. 1999

Nitsch/Rettich 1993 — J. Nitsch, S. Rettich, M. Köttner: Biogasnutzung in Baden-Württemberg. Tagungsband Biogas – Nutzungsmöglichkeiten für Baden-Württemberg, Stuttgart, Januar 1993

Noord 1999 — M. de Noord: Large-Scale Offshore Wind Energy-Cost Analysis and Integration in the Dutch Electricity Market. Netherlands Energy Research Foundation. ECN-I-99-003, Petten, February 1999

Pehnt 2001 — M. Pehnt, A. Bubenzer. Life Cycle Assessment of PV-Systems. In: A. Bubenzer, J. Luther (eds.): PV – Guidebook for Decicion Makers. Manuskriptversion, Stuttgart 2001 (erscheint im Springer-Verlag)

Pilkington 1996 — Pilkington Solar International: Statusbericht Solarthermische Kraftwerke, Köln 1996

Region 2000 — M. Kaltschmitt u.a. Regenerative Energien in der Region Stuttgart – Kriterien und Potenziale. Schriftenreihe Verband Region Stuttgart 2000

SBP 2000 — Schlaich, Bergermann und Partner: Dish-Stirling Systems for Decentralised Power Generation, Broschüre, Stuttgart 2000

Staiß 1996 — F. Staiß. Photovoltaik – Technik, Potenziale und Perspektiven der solaren Stromerzeugung. Vieweg-Verlag, Braunschweig 1996

TAB 2000 — J. Nitsch, F. Trieb. Potenziale und Perspektiven regenerativer Energieträger. Gutachten im Auftrag des Büros für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag. DLR Stuttgart, März 2000

Trieb 1998 — F. Trieb, J. Nitsch, G. Knies, B. Milow: Markteinführung solarthermischer Kraftwerke – Chance für die Arbeitsmarkt- und Klimapolitik, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 48. Jg., Heft 6, 1998

Weinrebe et al. 1998 — G. Weinrebe, M. Böhnke, F. Trieb: Life Cycle Assessment of an 80 MW SEGS and a 30 MW PHOEBUS Power Tower, ASME International Solar Energy Conference, Albuquerque, 1998

Wiese 1994 — A. Wiese, J. Albiger et al.: Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden-Württemberg – Teilbericht 19: Windenergienutzung. Arbeitsbericht für die Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg, Stuttgart, April 1994

Literatur zu Kapitel 6:

BET 2001 — N. Krzikalla: Auswirkungen des EEG und des KWKG auf die Endkundenpreis. Gutachten des Büros für Energiewirtschaft und Technische Planung (BET) für den Bundesverband Windenergie e.V. Aachen, Mai 2001

BWK 2001	Große Preisdifferenz bei der Netznutzung. BWK 53(2001) Nr. 6, S. 26-29
Et 2001 a	G. Marquis: Die Regionalen gestalten den Wettbewerb. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 51 (2001), heft 6, S. 348-352
Et 2001 b	W. Ahlenmeyer et al.: Preisvergleiche im Netz. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 51 (2001), Heft 7, S. 456-459
EUKOM 2000	Böhnisch, H., Nast, M., Stuible, A.: „Entwicklung und Umsetzung eines Kommunikationskonzepts als Anschub zur Nahwärmeversorgung in Landgemeinden – EUKOM; Endbericht an die EU-Kommission, Generaldirektion Umwelt; Stuttgart März 2001
KWK 1994:	J. Nitsch u.a. Wirtschaftliches und ausschöpfbares Potenzial der Kraft-wärme-Kopplung in Baden-Württemberg. Untersuchung im Auftrag des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg, Stuttgart, Mai 1994
Saarland 1997	„Klimaschutzkonzept für das Saarland“. Materialband 2. Studie im Auftrag des Saarländischen Ministeriums für Umwelt, Energie und Verkehr. DLR/ZSW, Stuttgart 1997
Wiernsheim 1998	H. Böhnisch, M. Nast et al.: „Schadstoffminderung im Städtebau – Modellvorhaben dörflicher Bebauung Wiernsheim“. Örtliche und regionale Energieversorgungskonzepte Bd. 36, Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung, Bonn 1998
Winkens 1984	P. Winkens: „Untersuchung einer zum Heizöl alternativen Energiebedarfsdeckung (Versorgungskonzept) für den Rhein-Neckar-Raum“. Forschungsbericht BMFT-ET-5286 -A, Mannheim 1984

Literatur zu Kapitel 7:

Armstron/Taylor 2000	H. Armstrong, J. Taylor: Regional economics and policy, 3. Auflage; Blackwell; Oxford, Malden
Audretsch, D. B. (1996)	Industrieökonomik, in: Hagen, J. v./A. Börsch-Supan/P. J. J. Welfens (Hrsg.): Handbuch der Volkswirtschaftslehre 1, S.177-228, Springer, Berlin u.a.
BMU 2000	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Ökonomische Effekte der Klimaschutzpolitik. Diskussion und Bewertung der Kosten und Nutzen. Berlin 2000
Branchenatlas 2000:	Branchenatlas Zukunftsenergien Region Stuttgart 1999/2000. Hrsg. Wirtschaftsförderung Region Stuttgart GmbH
Dixit, Norman 1998	A. Dixit, V. Norman: Außenhandelstheorie, 4. Auflage, Oldenbourg Verlag, München, Wien, 1998
Ender 2001	C. Ender: Internationale Entwicklung der Windeenergienutzung mit Stand 31.12.2000, DEWI-Magazin 19, August 2001, S. 44-52

Hemmelskamp 1999	J. Hemmelskamp: Innovationswirkungen der Umweltpolitik in der Windindustrie, in: Klemmer, P. (Hrsg.): Innovation und Umwelt, Analytica Verlagsgesellschaft, Berlin, 1999
Innovationsprozess 2000	Innovationsprozess vom Verbrennungsmotor zur Brennstoffzelle. Hrsg. Fraunhofer-Institut Systemtechnik und Innovationsforschung. Verbundforschungsprojekt gefördert durch das Ministerium für Wissenschaft, Forschung und Kunst Baden-Württemberg. Karlsruhe, 2000
Jahrbuch 2001	F. Staiß: Jahrbuch Erneuerbare Energien 2001. Hrsg.: Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg. Verlag Bieberstein, Radebeul 2001.
Jochem 1997	E. Jochem: Arbeit und bedachter Umgang mit Energie. In: Handbuch zur Arbeitslehre. R. Oldenbourg Verlag München Wien 1997
Krugman 1984	P.R. Krugman: Import protection as export promotion: International competition in the presence of oligopoly and economies of scale, in: H. Kierzkowski (Hrsg.): Monopolistic competition and international trade, Oxford
Krugman 1998	P.R. Krugman (1998): What's new about the new economic geography?, in: Oxford Review of Economic Policy 14, S.7-17
Löw 2002	G.P. Löw: Finanzierung: Wissen braucht Geld, in: Löw, G. P. u.a. (2002): Die heimliche Siegerbranchen, Frankfurter Allgemeine Zeitung Verlagsbereich Buch, Frankfurt, S.297-326
Markusen et al. 1995	J.R. Markusen, J.R. Melvin, W.H. Kaempfer, K. E. Maskus: International trade. Theory and evidence. McGraw-Hill, New York u.a., 1995
Neumann 2001	T. Neumann: Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz, DEWI-Magazin 19, August, S. 7-14, 2001
Nitsch, 1999	J Nitsch: Entwicklungsperspektiven erneuerbarer Energien und ihre Bedeutung für die Energieversorgung von Entwicklungsländern, Tagung des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg: „Märkte der Zukunft – Erneuerbare Energien für Entwicklungsländer". Friedrichshafen 17.11.1999, Tagungsband S.11-26
Pfaffenberger 1998	W. Pfaffenberger: Energy and employment, in: Laege, E./P. Schaumann (1998): Energy models for decision support – new challenges and possible solutions; Joint FORUM /ETSAP Workshop, Berlin 04.05.1998-05.05.1998, Proceedings, S.131-142.
Porter 1990	Porter, M. E.: The competitive advantage of nations. Macmillan, London, 1990
TA-Net 2000	TA-Netzwerk Baden-Württemberg. Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg, Stuttgart 2001 (http://www.ta-net-bw.de/index.asp)
VDEW 1998	Verband der Elektrizitätswirtschaft VDEW. VDEW-BHKW-Umfrage 1998.

Ziegelmann u.a. 2000 A. Ziegelmann u.a.: Arbeitsmarkteffekte ressourcenschonender Klimagas-Reduktionsstrategien in Deutschland. Selbstverlag des Lehrstuhls für Nukleare und Neue Energiesysteme, Ruhr-Universität Bochum

Literatur Kapitel 8:

AGFW 2000 Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V. (Hrsg.): Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbarer Energien. Frankfurt, 2000

BMU 2000 Nationales Klimaschutzprogramm. Beschluss der Bundesregierung vom 18. Oktober 2000. Berlin. http://www.bmu.de

BMU 2000 J. Nitsch, M. Fischedick u.a.: Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes Bericht 2/00. Erich Schmidt Verlag, Berlin 2000

BMWi 1994 BMWi-Dokumentation Nr. 31 „Energieeinsparung und erneuerbare Energien“. Referat Öffentlichkeitsarbeit, Bonn 1994

BMWi 2000 Dr. Müller / Bodewig: Die neue Energieeinsparverordnung bietet große Chancen für den Bausektor und den Klimaschutz. Pressemitteilung vom 29.11.2000. http://www.bmwi.de

Drucksache 2001 Landtag Baden-Württemberg, Drucksache 13/134 „Verdopplung des Anteils erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch bis 2010“. Antwort des Wirtschaftsministeriums vom Oktober 2001

Förderfibel Energie 1999 Fachinformationszentrum Karlsruhe. Förderfibel Energie mit Aktualisierung als Ergänzungsblatt (Stand: März 2001), ISBN 3-87156-239-4

Holzenergie 1998 H. Bunk, E. Maurer: Holzenergie für Kommunen – Ein Leitfaden für Initiatoren. Hrsg. Forstabsatzfonds, Bearbeitung KEA Karlsruhe, Bonn 1998

Lutz 1996 A. Lutz: Energiekonzepte für Neubaugebiete. KEA Baden-Württemberg, Karlsruhe 1996

Nast 2001 M. Nast: Marktkompatible Instrumente zur Förderung der solaren Wärmeerzeugung. Tagungsband „Solare Wärme – aktuelle Technologien, wachsende Märkte, neue Förderinstrumente“. Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg, 26.07.2001, S. 91-102

Nitsch 1999 J. Nitsch: Ausbau regenerativer Energien in Baden-Württemberg. Gutachten im Auftrag der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen im Landtag Baden-Württemberg. Stuttgart, Dezember 1999

Öko/DLR 2001	C. Timpe, H. Bergmann, J. Nitsch u.a.: Umsetzungsaspekte eines Quotenmodells für Strom aus erneuerbaren Energien. Öko-Institut Freiburg, DLR Stuttgart, Untersuchung für das Ministerium für Umwelt und Verkehr in Baden-Württemberg, 2001
UBA 2000	Arbeitsgemeinschaft Wuppertal Institut, Bremer Energie Institut: Instrumente zum Klimaschutz in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der KWK. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes (UFOPLAN 1998 FKZ: 298 97 343), 2000
VDEW 2000	Stromverbrauch der Haushalte stabil. Mitteilung des VDEW vom 18.9.2000. http://www.strom.de/arc_2060.htm
Wiernsheim 1998	H. Böhnisch, M. Nast: Schadstoffminderung im Städtebau – Modellvorhaben dörfliche Bebauung Wiernsheim. Studie im Auftrag des BM für Raumordnung, Bauwesen und Städtebau, Bonn 1998
Wolters 2001	D. Wolters: Struktur- und akteursorientierte Szenarioanalyse eines zukunftsfähigen deutschen Energiesystems im internationalen Kontext. Dissertationsschrift. Universität Osnabrück, noch nicht veröffentlicht
Ziesing 2000	CO2–Emissionen im Jahre 1999: Rückgang nicht überschätzen. In: Wochenbericht des DIW 6/2000, S. 77-86
Ziesing et al. 1997	Politikszenarien für den Klimaschutz. Untersuchung im Auftrag des Umweltbundesamtes. Forschungszentrum Jülich.
Ziesing et al. 1999	Politikszenarien für den Klimaschutz. Untersuchung im Auftrag des Umweltbundesamtes. Forschungszentrum Jülich.