

Schlüsseltechnologie Regenerative Energien

Teil B

**Beurteilung regenerativer Energien unter
Nachhaltigkeitsgesichtspunkten und
zukünftige Ausbaumöglichkeiten**

(Kapitel 12-15)

Inhaltsverzeichnis

INHALTSVERZEICHNIS.....	I
12 ANFORDERUNGEN AN EINE NACHHALTIGE ENERGIEVERSORGUNG	277
12.1 Zur Definition von Nachhaltigkeit und Folgerungen für die Energieversorgung und ihre Zielsetzungen.....	277
12.2 Leitlinien und Regeln für eine nachhaltige Energieversorgung	281
12.3 Indikatoren für eine nachhaltige, zukunftsfähige Entwicklung der Energieversorgung.....	284
12.4 Die wesentlichen Nachhaltigkeitsdefizite der derzeitigen Energieversorgung..	288
12.5 Zielkatalog für eine zukunftsfähige Entwicklung der Energieversorgung in Deutschland	291
13 EIGENSCHAFTEN REGENERATIVER ENERGIE UNTER NACHHALTIGKEITSGESICHTSPUNKTEN.....	295
13.1 Windenergie.....	295
13.2 Wasserkraft.....	297
13.3 Photovoltaik	299
13.4 Solarthermische Kraftwerke	301
13.5 Geothermische Wärme- und Stromerzeugung	303
13.6 Solarthermische Wärmeerzeugung.....	305
13.7 Biomassenutzung	306
13.8 Exkurs: Regenerativer Stromimport über große Entfernungen	313
14 MÖGLICHKEITEN UND VORAUSSETZUNGEN EINES AUSBAUS REGENERATIVER ENERGIEN IM GESAMTSYSTEM.....	317
14.1 Zeitliche Struktur und Verfügbarkeit der Angebotspotenziale im Strombereich. 317	
14.1.1 Zeitliche Verfügbarkeit der technischen Angebotspotenziale im Inland 319	
14.1.2 Zeitliche Verfügbarkeit der im Ausland zugänglichen REG-Potenziale 322	
14.1.3 Ausgleichs- und Vergleichmäßigungseffekte.....	326
14.2 Wärmebereitstellung im Gesamtsystem	340
14.2.1 Besonderheiten von regenerativen Energien	340
14.2.2 Aktuelle Beheizungsstruktur und Entwicklungstrend.....	345
14.2.3 Das maximale Potenzial für Nah- und Fernwärme in Deutschland.....	349
14.2.4 Verbesserungen bei der Wärmedämmung der Gebäude.....	354
14.2.5 Sonstige Probleme und Chancen beim Aufbau einer regenerativen Wärmeversorgung	356
14.3 Langfristige Perspektiven: Kraftstoffe aus regenerativen Primärenergieträgern 358	
14.3.1 Verfahren der Kraftstoffherzeugung aus regenerativen Energien.....	359
14.3.2 Gründe für eine Einführung regenerativer Kraftstoffe.....	361
14.3.3 Gründe gegen eine verstärkte kurz- bzw. mittelfristige Einführung regenerativer Kraftstoffe.....	363
14.3.4 Schlussfolgerungen und Auswirkungen für den Projektteil Mobilität des HGF-Verbundprojektes.....	367
15 ZUKÜNFTIGE AUSBAUMÖGLICHKEITEN REGENERATIVER ENERGIEN	369
15.1 Der REG-Ausbau in längerfristiger Perspektive – das „Orientierungsszenario“ 369	
15.2 Einordnung des Orientierungsszenarios in die gesamte Energieversorgung	373
15.3 Vergleich mit anderen Zukunftsentwürfen der Energieversorgung.....	377
15.3.1 Vergleich mit Szenarien für Deutschland.....	377
15.3.2 Perspektiven regenerativer Energien aus europäischer und globaler Sicht 380	
15.4 Einige ökonomische Wirkungen des Orientierungsszenarios	385

15.5 Zusammenfassung der wesentlichen Auswirkungen..... 392

12 Anforderungen an eine nachhaltige Energieversorgung

12.1 Zur Definition von Nachhaltigkeit und Folgerungen für die Energieversorgung und ihre Zielsetzungen

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

Die Definition der Brundtland-Kommission ist relativ abstrakt. Sie fordert eine gerechte Verteilung der Chancen zur Bedürfnisbefriedigung sowohl zwischen aufeinander folgenden Generationen („intergenerative Gerechtigkeit“) als auch innerhalb einer Generation („intragenerative Gerechtigkeit“), gibt jedoch keine konkrete Verteilungsnorm hierfür an und bedarf daher der weiteren Konkretisierung. Welche Handlungsverpflichtungen sich im einzelnen aus dieser generellen Norm für heutige und künftige Generationen für ein bestimmtes Land ergeben, ist von den spezifischen Bedingungen in diesem Land (etwa hinsichtlich geographischen, klimatischen oder kulturellen Aspekten) abhängig und kann nur im Konsens der Mitglieder dieser Gesellschaft bzw. der Weltgesellschaft insgesamt festgelegt werden. Diese Festlegungen müssen zudem im Prinzip revisionsoffen sein.

Die Vorschläge zur Konkretisierung des Leitbilds und seiner Umsetzung müssen sich in einem gesellschaftlichen Reflexions- und Diskussionsprozess durchsetzen, sie können nicht „verordnet“ werden. Dabei sind angesichts der enormen Komplexität des Themas die Fragen der Realisierungsbedingungen und der Steuerungsmöglichkeiten und -grenzen in Richtung einer nachhaltigen Entwicklung besonders bedeutsam. Jede Aussage zur Nachhaltigkeits-thematik ist daher als ein Beitrag zu einem umfassenden gesamtgesellschaftlichen Diskurs über die Konkretisierung des Leitbilds im Sinne eines „Wettbewerbs der besten Ideen“ zu begreifen.

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

Die Erkenntnis, dass die Befriedigung heutiger wie zukünftiger menschlicher Bedürfnisse nur in dem Maße möglich sein wird, in dem die Natur als Lebens- und Produktionsgrundlage erhalten wird, gehört zu den allgemein geteilten Grundeinsichten der Nachhaltigkeitsdebatte. Diese Einbindung aller zivilisatorischen Prozesse in das sie tragende Netzwerk der Natur hat

der Rat von Sachverständigen für Umweltfragen als „Retinität“ bezeichnet und zu Recht darauf hingewiesen, dass die Anerkennung dieses Prinzips eine Grundbedingung für jede weitere Entwicklung der Menschheit, ja für deren Überleben sei [SRU1994].

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

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

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

Sowohl die Enquete-Kommission als auch das Verbundprojekt „Arbeit und Ökologie“ haben sich dem Integrationsziel über die Dimensionen genähert. Unter Zugrundelegung einer prinzipiellen Gleichrangigkeit von ökonomischen, ökologischen und sozialen Belangen wird Nachhaltigkeit zunächst aus der Sicht jeder einzelnen Dimension definiert. Als Ziel einer nachhaltigen Entwicklung wird „*der langfristige Systemerhalt und die Vermeidung irreversibler Schäden in allen drei Dimensionen*“ gesehen [Hans-Böckler-Stiftung 2000]. Im HGF-Ansatz erfolgt der Einstieg in die Operationalisierung eines integrativen Konzepts nicht über die Dimensionen, sondern über die Frage, welche Elemente als konstitutiv für das Leitbild der Nachhaltigkeit anzusehen sind. Konzeptioneller Ausgangspunkt hierfür ist auch hier der Brundtland-Bericht mit seinem Verständnis von global nachhaltiger Entwicklung, sowie die im Prinzip daran anknüpfenden Dokumente der Rio-Konferenz und des weiteren Rio-Folgeprozesses. Hieraus lassen sich drei konstitutive Elemente des Leitbilds einer nachhaltigen Entwicklung begründen [HGF 1999]:

der anthropozentrische Ansatz: d. h. im Vordergrund steht die Befriedigung der menschlichen Bedürfnisse; die natürliche Umwelt ist nicht um ihrer selbst willen, sondern im Hinblick auf ihre vielfältige Bedeutung für den Menschen zu schützen;

die intra- und intergenerative Gerechtigkeit: d. h. jede Generation ist berechtigt, das von vorangegangenen Generationen übernommene Erbe zu nutzen, und zugleich verpflichtet, dieses Erbe treuhänderisch für die nachfolgende Generationen zu verwalten;

die globale Perspektive: d. h. es geht um die Zukunft, die Entwicklung bzw. Entwicklungsfähigkeit der Menschheit als Ganzes.

Ausgehend von diesen konstitutiven Elementen werden drei generelle Nachhaltigkeitsziele definiert:

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

Die generellen Nachhaltigkeitsziele werden durch eine Reihe von Mindestbedingungen für eine nachhaltige Entwicklung konkretisiert, auf deren Gewährleistung alle Mitglieder der globalen Gesellschaft, unter Einschluss der kommenden Generationen, einen moralischen Anspruch haben. In diese Mindestbedingungen, die als Handlungsleitlinien oder „Regeln“ formuliert sind, fließen ökologische, ökonomische, soziale und institutionelle Aspekte ein (**Tabelle 12.1**; [HGF 1999]). Diese Regeln bilden auch den Bezugsrahmen für die Ableitung der Bedingungen für eine nachhaltige Energieversorgung.

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

- zur Gewährleistung der individuellen Grundversorgung, zur Möglichkeit der selbständigen Existenzsicherung und zum Ausgleich extremer Einkommens- und Vermögensunterschiede,
- zur Entwicklung von Sach-, Human- und Wissenskapital sowie
- zur Chancengleichheit im Hinblick auf Bildung, Beruf, Information, zur Partizipation an gesellschaftlichen Entscheidungsprozessen, zur Erhaltung des kulturellen Erbes und der kulturellen Vielfalt und zur Erhaltung der sozialen Ressourcen einer Gesellschaft.

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

Tabelle 12.1: Nachhaltigkeitsregeln des HGF-Ansatzes

A) „WAS-REGELN“

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

B) „WIE-REGELN“

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

Zwar gilt auch hier zunächst, dass im Prinzip alle Regeln als relevant zu betrachten sind. Mehr als bei den ökologischen Regeln erscheint es in Bezug auf den Energiebereich allerdings angemessen, einigen Regeln eine besondere Bedeutung zuzumessen. Dies gilt etwa für die kapitalienbezogene Regel, vor allem mit Blick auf das Wissenskapital unter dem Aspekt zukünftig erforderlicher wissensbasierter Innovationen. Herausragende Bedeutung kommt im Energiebereich auch den Regeln zu den externen Kosten, zur Diskontierungspraxis (angesichts der häufig mit längerfristigem Zeithorizont getätigten Investitionen in diesem

Bereich), zur internationalen Kooperation, sowie zur Resonanz- und Steuerungsfähigkeit der Gesellschaft zu (mit Blick auf die Notwendigkeit, konsens- und umsetzungsfähige sowie zielreichungs-adäquate Strategien und Maßnahmen zur Nachhaltigkeit im Energiebereich zu realisieren).

12.2 Leitlinien und Regeln für eine nachhaltige Energieversorgung

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

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

Bei der nachhaltigkeitsbezogenen Betrachtung des Energiesektors stehen vier Bereiche im Vordergrund (vgl. z. B. [UNDP 1998; UNDP/SEI 1997; UN/ECOSOC 2000; Weltbank 2000; UBA 1997]):

- **Der Ressourcenaspekt:**

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

- **Der Emissions- bzw. Senkenaspekt:**

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

- **Der Risikoaspekt:**

Mit Förderung, Transport, Umwandlung und Nutzung von Energieressourcen sind gewisse Stör- und Unfallrisiken verbunden, die zu signifikanten Gefährdungen der Umwelt und der menschlichen Gesundheit führen können. Im Fall der Kernenergie kommt zum einen eine extrem langfristige Belastung kommender Generationen mit Entsorgungserfordernissen bzw. -risiken hinzu, zum anderen die Risiken des Missbrauchs bei weltweiter Verbreitung oder bei einem Übergang auf langlebige Systeme (Brütertechnologie).

- **Der Verteilungsaspekt:**

Von wesentlicher Bedeutung ist der Zugang zu und der Verbrauch von Energie. Letzterer wird grundsätzlich durch drei Kernfaktoren bestimmt: den Bevölkerungs-Faktor (d. h. die Anzahl der Menschen), den Wohlstands- bzw. Lebensstil-Faktor (d. h. die pro Kopf konsumierte Menge an Gütern und Dienstleistungen) sowie den Technik-Faktor (d. h. den Energieverbrauch je Einheit dieser Güter/Dienstleistungen). Die Ausprägung dieser Faktoren ist regional und vor allem verglichen zwischen Industrie- und Entwicklungsländern sehr unterschiedlich. So weisen die Entwicklungsländer ein deutlich geringeres BIP bzw. Einkommen pro Kopf auf (ca. 60 % der Weltbevölkerung müssen mit einem Zwanzigstel des Einkommens eines OECD-Bürgers auskommen). Außerdem wird in den Entwicklungsländern im Durchschnitt deutlich weniger energieeffizient produziert als in den Industriestaaten. Allerdings weisen auch die Industriestaaten eine sehr große Bandbreite hinsichtlich der Effizienz ihrer Energiebereitstellung auf (z.B. GUS – Staaten mit sehr geringer Effizienz). Die besondere Herausforderung dieser Konstellation wird vor allem mit Blick auf die prognostizierten Entwicklungen deutlich. Demnach wird selbst bei vorsichtigen Schätzungen der Weltbevölkerung das Wohlstands- bzw. Produktionswachstum (das in vielen Entwicklungsländern zunächst noch zur Befriedigung der existentiellen Grundbedürfnisse erforderlich ist) trotz Berücksichtigung effizienzsteigernder Maßnahmen nach der Expertise des jüngsten Weltenergiekongresses 1998 in Houston zu einem Wachstum des globalen Energieverbrauchs um 40-50 % bis zum Jahr 2020 führen, wenn nicht deutliche Effizienzsteigerungen erreicht werden.

Wie angesichts dieser Diagnose eine nachhaltige Entwicklung im Energiebereich erreicht werden kann, ist heute nicht definitiv und abschließend beantwortbar. Im Zuge des erforderlichen gesellschaftlichen Diskussionsprozesses über das Leitbild einer nachhaltigen Entwicklung im allgemeinen und seine Übertragung auf den speziellen Bereich Energie ist es jedoch möglich und erforderlich, ein aus heutiger Sicht angemessenes Anforderungsprofil für Nachhaltigkeit in der Energieversorgung zu erarbeiten, das es erlaubt, im Sinne des intra- und intergenerativen Gerechtigkeitspostulats hinreichende Handlungsspielräume für die Menschheit zu gewährleisten.

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

„Energie soll ausreichend und - nach menschlichen Maßstäben - langandauernd so bereitgestellt werden, dass möglichst alle Menschen jetzt und in Zukunft die Chance für ein menschenwürdiges Leben haben, und in die Wandlungsprozesse nicht rückführbare Stoffe sollen so deponiert werden, dass die Lebensgrundlagen der Menschen jetzt und zukünftig nicht zerstört werden“ [Eichelbrönnner/Henssen 1998].

Unter Berücksichtigung dieser Definition sowie in dem Versuch einer Übertragung des integrativen Ansatzes des HGF-Projekts auf den Energiebereich werden nachfolgend einige spezifische Leitlinien aufgeführt [Anhörung 2000]. Sie sollen als generelle Orientierung für die im Energiesektor handelnden Akteure bzw. für die Entwicklung (politischer) Handlungsstrategien dienen (die gewählte Reihenfolge impliziert dabei keine Gewichtung):

- **Zugang für alle und Verteilungsgerechtigkeit:** Für alle Menschen sind vergleichbare Chancen des Zugangs zu Energieressourcen bzw. zu Energiedienstleistungen zu gewährleisten.
- **Bedarfsgerechte Nutzungsmöglichkeit und dauerhafte Versorgungssicherheit:** Die zur Befriedigung der nachhaltigkeitskompatiblen Bedürfnisse erforderliche Energie muss dauerhaft, in ausreichender Menge und zeitlich und räumlich bedarfsgerecht zur Verfügung stehen. Hierzu sind u.a. eine ausreichende räumliche und energieträgerbezogene Diversifizierung sowie Sicherheitsspielräume hinsichtlich der Energiequellen anzustreben, um auf unvorhersehbare Krisen reagieren zu können und um generell Handlungsspielräume für die Zukunft zu erhalten bzw. zu vergrößern. Ebenso sind leistungsfähige Versorgungsstrukturen zu schaffen bzw. zu erhalten, die sich gleichzeitig möglichst flexibel und unauffällig in Siedlungsstrukturen einpassen lassen.
- **Ressourcenschonung:** Im Sinne der ressourcenbezogenen Nachhaltigkeitsregeln sind kommenden Generationen die Nutzungsoptionen für die verschiedenen Energieressourcen offen zu halten bzw. ihnen vergleichbare Optionen der Bereitstellungen von Energiedienstleistungen zu schaffen. Neben den Energieressourcen selbst muss dies auch für nichtenergetische Ressourcen gelten, die im Zusammenhang mit der Förderung, Umwandlung und Nutzung von Energie verbraucht werden.
- **Umwelt-, Klima- und Gesundheitsverträglichkeit:** Gemäß den allgemeinen Nachhaltigkeitsregeln zur Senkenproblematik sollen die Regenerations- und Anpassungsfähigkeiten natürlicher Systeme (der „Umwelt“) nicht überschritten werden. Gefahren für die menschliche Gesundheit, etwa durch Akkumulation problematischer Schadstoffe, sind zu vermeiden.
- **Risikoarmut und Fehlertoleranz:** Unvermeidbare Risiken bei der Energieerzeugung und -nutzung sind grundsätzlich zu minimieren sowie in ihrer räumlichen und zeitlichen Ausdehnung zu begrenzen. Hierbei sind auch fehlerhaftes Verhalten, unsachgemäße Handhabung oder mutwillige Zerstörung zu berücksichtigen.
- **Soziale Verträglichkeit:** Bei der Gestaltung von Energieversorgungssystemen ist auch zu gewährleisten, dass allen Betroffenen die Teilhabe an den jeweiligen Entscheidungsprozessen möglich ist. Die Handlungs- und Gestaltungsspielräume von wirtschaftlichen Akteuren bzw. von Gemeinwesen dürfen durch diese Systeme nicht eingeengt werden, sondern sind möglichst zu erweitern.
- **Umfassende Wirtschaftlichkeit:** Energiedienstleistungen sollen - in Relation zu anderen Kosten des allgemeinen Wirtschaftens und des Konsums – zu vertretbaren gesamtwirtschaftlichen Kosten bereitgestellt werden. Das Kriterium der „Vertretbarkeit“ bezieht sich dabei zum einen auf die reinen betriebswirtschaftlichen, im Zusammenhang mit der Energieerzeugung oder -nutzung entstehenden Kosten. Zum anderen schließt es auch die Inanspruchnahme anderer Produktionsfaktoren wie Arbeit und natürliche Ressourcen ein, also auch die externen ökologischen und sozialen Kosten, soweit diese ermittelt werden können.
- **Internationale Kooperation:** Die Gestaltung der Energiesysteme auf der internationalen Ebene soll Destabilisierungstendenzen und etwa durch den Mangel an Ressourcen be-

dingte Konfliktpotentiale vermeiden und die friedliche Kooperation der Staaten fördern. Gleichzeitig sind bi- und multilaterale Kooperationen bei der Gestaltung dieser Systeme anzustreben.

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

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

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

12.3 Indikatoren für eine nachhaltige, zukunftsfähige Entwicklung der Energieversorgung

Indikatoren für eine nachhaltige oder zukunftsfähige Entwicklung der Energieerzeugung und -nutzung werden in der Literatur bereits seit einiger Zeit intensiv diskutiert. Ihre grundsätzliche Funktion besteht darin, den heutigen Zustand der Energieversorgung zu charakterisieren, festzustellen, wo Defizite bei der Einhaltung der Regeln für einen nachhaltigen Zustand auftreten und wie weit die Nachhaltigkeitsziele verfehlt werden. Die Indikatoren sollen weiterhin dazu beitragen, den Gestaltungsprozess in Richtung einer nachhaltigeren Energieversorgung so zu steuern, dass krisenartige Zustände und Zuspitzungen in ökologischen, ökonomischen und sozialen System weitestgehend vermieden werden und ein möglichst friktionsarmer Umstellung hin zu einer zukunftsfähigen Entwicklung der Energieversorgung möglich wird. Der Vielfalt der Funktionen entspricht Charakter und Qualität der Indikatoren. Unterschieden wird vielfach nach „Pressure-“, „State-“ und „Response-“Indikatoren (CSD-

Struktur), also problemerzeugenden Indikatoren (z.B. Verbrauch nicht regenerativer Energierohstoffe), Zustandsindikatoren (z.B. Reichweite dieser Energierohstoffe) und Indikatoren, welche den Grad der Problemlösung bzw. Anteile daran aufzeigen (z.B. Anteil regenerativer Energien). Bei vielen der aufgeführten Indikatoren ist jedoch eine eindeutige Zuordnung nicht oder nur schwer möglich, so dass sie im folgenden auch nicht explizit benutzt wird. Gelegentlich wird daher auch nur nach Messindikatoren („Pressure-“ und „State-Indikatoren-“) und Indikatoren mit Zielcharakter unterschieden [BMW 1999].

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

Ein wichtiges Kriterium für die Auswahl von Indikatoren zur Beurteilung der Nachhaltigkeit der Energieversorgung ist das der Datenverfügbarkeit. Die Datenbeschaffung sollte mit einem vertretbarer Aufwand verbunden sein, ebenso die regelmäßige periodische Aktualisierung. Dabei ist auch zu beachten, dass die Indikatoren möglichst in Form von Zeitreihen vorliegen sollten. Neben quantifizierbaren Indikatoren werden jedoch zahlreiche Indikatoren nur qualitativ formulierbar sein. Im ökonomischen und sozialen Bereich dominieren sie sogar. Gleichzeitig ist die eindeutige Zuordnung dort nicht immer möglich, vielmehr gibt es relativ große Schnittmengen (z.B. im Themenfeld „Beschäftigung“). Die vorgeschlagenen Indikatoren sind vorwiegend objektiver Art, d.h. sie beziehen sich auf prinzipiell „messbare“ Daten, auch wenn die Daten nicht immer beschaffbar sind oder in ausreichender Qualität vorliegen. Es können jedoch auch dort wo es sinnvoll ist subjektive Indikatoren verwendet werden, z.B. Einstellung der Bevölkerung zu bestimmten Themen bzw. Technologien.

Die in Tabelle 12.2 aufgeführten ökologischen, ökonomischen und sozialen Indikatoren mit besonderer Relevanz für den Energiebereich sind unter Beachtung der genannten Kriterien zusammengestellt worden [Kopfmüller 2000]:

Tabelle 12.2: Indikatoren für die Entwicklung eines nachhaltigen Energiesystems

Regeln	Leitindikatoren	Weitere Indikatoren
Ziel: Sicherung der menschlichen Existenz		
Gewährleistung der Grundversorgung	<ul style="list-style-type: none"> • Pro-Kopf-Verbrauch Energie • Selbstversorgungsgrad • Importanteil am Primärenergieeinsatz • Diversifizierungsgrad der Importstruktur (Energieträger, Herkunft) • Anteil der Energiekosten an den Lebenshaltungskosten der Privaten Haushalte 	<ul style="list-style-type: none"> • Aufgewandte Mittel für den Import von Energieträgern • Kosten je Energieeinheit beim Nutzer je Endenergieträger bzw. Energietechnik/-system • Kosten je Energieart, welche vergleichbare Energiedienstleistungen erbringen kann (Strom, Nutzwärme, Kraftstoffe bzw. Fahrstrecke) • Kosten je Endenergieträger bzw. Energietechnik/-system • Zentralisierungs- bzw. Dezentralisierungsgrad der Energieversorgung (z.B. Anteil von Anlagen < 10 MW)
Schutz der menschlichen Gesundheit	<ul style="list-style-type: none"> • Aufkommen an toxischen Abfällen und Emissionen • Aufkommen an radioaktiv belasteten Abfällen und Emissionen 	<ul style="list-style-type: none"> • Anteil des Energiesektors am Gesamtaufkommen dieser Abfälle • Schadensausmaß möglicher Großunfälle (insbes. nuklearer Anlagen)
Selbständige Existenzsicherung	<ul style="list-style-type: none"> • Anzahl Erwerbstätige und Beschäftigte in der Energiewirtschaft • Anteile der Energiekosten an den Gesamtkosten der Industrie (nach Branchen), des Gewerbes und des Handwerks 	<ul style="list-style-type: none"> • Anteil Voll-, Teilzeit- und saisonal bzw. prekär Beschäftigter • Erforderliche Beschäftigtenzahl zur Erbringung von Energiedienstleistungen
Ziel: Erhalt des gesellschaftlichen Produktivpotentials		
Nachhaltige Nutzung erneuerbarer Ressourcen	<ul style="list-style-type: none"> • Anteil regenerativer Energieträger am Verbrauch von Primärenergie, Strom, Brennstoffen, Kraftstoffen 	<ul style="list-style-type: none"> • Biomasse: Nutzungsrate bezogen auf die Regenerationsrate • Anteil am nutzbaren (technischen) Potenzial von REG
Nachhaltige Nutzung nicht-erneuerbarer Ressourcen	<ul style="list-style-type: none"> • Verbrauch nicht erneuerbarer Energierohstoffe (Kohle, Erdöl, Erdgas, Uran) • Reichweite der Reserven und Ressourcen dieser Energieträger • Effizienz bei Förderung, Umwandlung, Bereitstellung und Nutzung von Energierohstoffen • Anteil Kraft-Wärme-Kopplung an Stromerzeugung und Wärmebedarfsdeckung • Materialintensität der Energieversorgungssysteme (z.B. Eisen, Aluminium, Kupfer, Glas, Zement) 	<ul style="list-style-type: none"> • Anteil Deutschlands am globalen Verbrauch fossiler Energieträger • Anteil dieser Energieträger am Primärenergieverbrauch in und für D nach Sektoren und Nutzungsarten • Rohstoffproduktivität: (BIP zu Verbrauch nicht erneuerbarer Rohstoffe) • Anteil von Abfallrecycling und -wiederverwendung (Glas, Kunststoffe, Metalle) • Flächenversiegelung (z.B. Fundamente, Zufahrtsflächen, Abraumhalde u.ä.) und Flächenmodifikation (z.B. Windparkfläche, Aufständigung von Sonnenkollektoren, Ackerfläche) für Energieerzeugung, -wandlung und -verteilung

Nachhaltige Nutzung der Umwelt als Senke	<ul style="list-style-type: none"> • Treibhausgasemissionen nach Kioto-Protokoll • Versauerungspotenzial (NO_x, SO₂, NH₃) in SO₂-Äquivalenten • Eutrophierungspotenzial (NO_x, NH₃) in PO₄₃-Äquivalenten • Aufkommen an nicht-toxischen Abfällen (differenziert nach Verwertung und Beseitigung) 	<ul style="list-style-type: none"> • VOC-Emissionen • Chemischer Sauerstoffbedarf • Anteil des Energiesektors an den gesamten nationalen Treibhausgasemissionen; CO₂-Emissionen und den anderen genannten Emissionen
Vermeidung unvermeidbarer techn. Risiken	<ul style="list-style-type: none"> • Anzahl nuklearer Anlagen 	<ul style="list-style-type: none"> • Anzahl genehmigungspflichtiger Anlagen
Nachhaltige Entwicklung des Sach-, Human- und Wissenskapitals	<ul style="list-style-type: none"> • Brutto-/Nettoanlagevermögen/ und Anlageinvestitionen der Energiewirtschaft und Anteil für regenerative Energien • Relative Wettbewerbsfähigkeit im Bereich der Energietechnik • Arbeitsproduktivität (BWS je Akh) • RCA-Werte (Export-Import-Relation) • RPA-Werte (relative Patenthäufigkeiten) • Anzahl/Größe der Unternehmen 	<ul style="list-style-type: none"> • Aufwendungen für FuE und die Markteinführung bzw. -stützung neuer Technologien • Verhältnis zw. Erhaltungs- und Neuananschaffungsinvestitionen • Zahl der in FuE tätigen Wissenschaftler und Ingenieure • Ausgaben für Aus- und Weiterbildung • Kapitalproduktivität • Ressourcenproduktivität • Totale Faktorproduktivität • Patentanmeldungen/-erteilungen
Ziel: Bewahrung der Entwicklungs- und Handlungsmöglichkeiten		
Partizipation an gesellschaftlichen Entscheidungsprozessen	<ul style="list-style-type: none"> • Anteil Betriebe mit Betriebsräten • Anteil der Betriebe, in denen ein Teil des Gehalts als betriebsbezogene Aktien erworben werden können 	<ul style="list-style-type: none"> • Gewerkschaftlicher Organisationsgrad • Pluralität, bzw. Anzahl und Handlungsspielraum wirtschaftlicher und gesellschaftlicher Akteure
Erhaltung der kulturellen Funktionen der Natur	<ul style="list-style-type: none"> • Verlust an Vielfalt in der Landnutzung und Zunahme von Monokulturen 	<ul style="list-style-type: none"> • Verlust, Zerstörung und Fragmentation geschützter Flächen • Gesetzliche Partizipationsmöglichkeiten von NGOs
Instrumentelle Wie-Regeln		
Internalisierung externer ökologischer und sozialer Folgekosten	<ul style="list-style-type: none"> • Treibhausgas- (bzw. CO₂-) Vermeidungskosten je Energieträger bzw. Energietechnik (-system); bzw. je Energieart 	<ul style="list-style-type: none"> • Anteil (direkt oder indirekt energiebezogener) ökologischer Steuern am Gesamtsteueraufkommen
Internationale Wirtschaftsbeziehungen	<ul style="list-style-type: none"> • Liberalisierungsgrad des Energiehandels • Exportmärkte (Mittelvolumen) von Energietechniken 	<ul style="list-style-type: none"> • Intensität des Außenhandels im Energiebereich; Konzentrationsgrad • Verteilung ausländischer Direktinvestitionen • Umfang regionaler Strukturen und Anzahl grenzüberschreitender Fusionen
Resonanzfähigkeit	<ul style="list-style-type: none"> • Umfang der Entwicklungshilfe, die in energiebezogene Entwicklungsprojekte fließt • Anzahl nach ISO 14001 zertifizierter Unternehmen bzw. deren Anteil an allen Unternehmen/Branchen 	<ul style="list-style-type: none"> • Anzahl von CDM/JI – Projekten bzw. deren Emissionsreduktions-Umfang.
Reflexivität	<ul style="list-style-type: none"> • Anzahl an Energieberatungszentralen und deren Nutzungsintensität 	<ul style="list-style-type: none"> • Anzahl an Querschnittsreferaten auf verschiedenen Verwaltungsebenen
Steuerungsfähigkeit	<ul style="list-style-type: none"> • Grad bzw. Intensität des staatlichen Ordnungsrahmens • Erfüllungsgrad politisch gesetzter Ziele 	<ul style="list-style-type: none"> • Anteil REG am Verbrauch von Primärenergie, Strom, Brennstoffen

12.4 Die wesentlichen Nachhaltigkeitsdefizite der derzeitigen Energieversorgung

Aus der Diskussion der Leitlinien und den damit verbundenen Problemfelder (Abschnitt 12.2) lassen sich unmittelbar die wesentlichen Nachhaltigkeitsdefizite der derzeitigen Energieversorgung ableiten. Das Ausmaß dieser Nachhaltigkeitsdefizite und der Dringlichkeitsgrad ihrer Beseitigung oder Verringerung werden in der energiepolitischen Diskussion zwar immer noch sehr unterschiedlich bewertet, jedoch lassen sich auch Gemeinsamkeiten und Konsensbereiche feststellen.

1. Die *globale Klimaerwärmung* wird in der wissenschaftlichen Diskussion ganz überwiegend als Problem mit hoher Eintrittswahrscheinlichkeit betrachtet. Die Teile der wissenschaftlichen Gemeinschaft, welche die bisher vorliegenden Indizien für das Klimaproblem für nicht schwerwiegend genug halten, sind zwar in der (vor allem außereuropäischen) Diskussion wissenschaftlicher und öffentlicher Natur klar vernehmbar, bleiben jedoch eine deutliche Minderheit. Diese beiden Positionen spiegeln sich auch im Bereich der internationalen Energiepolitik wieder, worauf im wesentlichen der schleppende Fortgang der Rio-Folgekonferenzen und zuletzt das Scheitern der Den-Haag-Konferenz zurückzuführen ist.
2. Deutlich größere Differenzen existieren hinsichtlich der *nuklearen Gefährdung*. Hier wird zwar von nahezu keiner Seite die Möglichkeit nuklearer Unfälle in Abrede gestellt, die Auseinandersetzungen betreffen hier vor allem die Eintrittswahrscheinlichkeit und die Folgen von Katastrophenfällen sowie das Ausmaß und Zeitdauer der radioaktiven Belastungen jenseits großer Unfälle. Die energiepolitische Situation ist ebenfalls gespalten. Zahlreiche (europäische) Länder haben auf die Nutzung der Kernenergie verzichtet, weitere haben faktisch Moratorien und wieder andere bereiten die Stilllegung der vorhandenen Reaktoren vor. Andere (vor allem viele außereuropäische Industrie und Schwellenländer) setzen dagegen auf die weitere Nutzung der Kernenergie.
3. Als dritter Problemkreis rückt seit einiger Zeit wieder *die Verknappung und Verteuerung der Reserven von Erdöl und Erdgas* in den Blickwinkel von Politik und Öffentlichkeit. Die Reichweiten dieser beiden Energieträger werden zunehmend kritischer gesehen, woran auch die weiter stetig steigende Nachfrage nach ihnen ihren Anteil hat. Während allerdings für die absoluten (statischen) Reichweiten noch deutlich unterschiedliche Zeitpunkte genannt werden, wird der sog. „depletion mid-point“ beim Erdöl – also der Zeitpunkt bei dem das weltweite Fördermaximum erreicht wird - weitgehend übereinstimmend bereits in 15-20 Jahren erwartet. Über die damit einhergehenden Preissteigerungen besteht dagegen wieder ein uneinheitliches Bild, je nach dem wie weit der Einsatz fossiler Back-stop -Technologien moderne Kohletechnologien (Ölschiefer, Teersande; CO₂-Rückführung) als Optionen betrachtet werden und ob beim Erdgas noch von bedeutenden nicht explorierten Ressourcen ausgegangen wird. Im energiepolitischen Handeln stehen die Perspektiven einer baldigen Verknappung von Erdöl und Erdgas allerdings derzeit (noch) nicht im Mittelpunkt des Interesses; die unterschiedliche Gewichtung der Zielsetzungen „Klimaschutz“ und „Ressourcenschonung“ dürfte allerdings in Zukunft geringer werden.
4. Das vierte Nachhaltigkeitsdefizit besteht in dem *sehr starken Gefälle (auch) des Energieverbrauchs zwischen Industrie- und Entwicklungsländern*, das sich in den letzten Jahren praktisch nicht verringert hat. Derzeit verbrauchen 21 % der Weltbevölkerung in den ersteren 70 % der konventionellen Energie (Elektrizität 75 %). Am untersten Ende der Skala stehen die LDC (gering entwickelte Länder) mit 33 % der Weltbevölkerung und 4 % des kommerziellen Energieverbrauchs [UN 1988]; rund 2 Mrd. Menschen haben keinen Zugang zu Elektrizität Zwischen den Pro-Kopf-Energieverbrauch der ärmsten Ländern (Äthiopien, Niger, Bangladesch u.a.) und dem eines Amerikaners liegt der Faktor Hundert.

Ein auch nur tendenzieller Ausgleich dieser Unterschiede im Energieeinsatz führt – auch bei deutlich verstärkten Anstrengungen zu einer rationelleren Energienutzung – zusammen mit dem weiteren Wachstum der Weltbevölkerung auf 9 bis 10 Mrd. Menschen in 2050 zu einem weiteren Wachstum der globalen Energienachfrage. Diese Tendenz verschärft wiederum die Nachhaltigkeitsdefizite 1-3, wenn nicht gleichzeitig überproportional der Einsatz fossiler und nuklearer Energie reduziert wird.

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

In längerfristig angelegten Entwicklungsszenarien der Energieversorgung werden obige Nachhaltigkeitsdefizite bzw. die Notwendigkeit, sie zu verringern, durchaus berücksichtigt, wobei die Gewichtungen allerdings unterschiedlich sind. Eine Gegenüberstellung aktueller globaler Energieszenarien macht dies anschaulich (**Abbildung 12.1**). Ersichtlich ist, dass alle Szenarien von einem Mehrbedarf an Energie infolge der Notwendigkeit einer Angleichung des weltweiten Pro-Kopf-Verbrauchs an Energie ausgehen (Verminderung des Nachhaltigkeitsdefizits 4). Alle Szenarien nehmen auch einen beträchtlichen Zuwachs an regenerativen Energien an; Szenarien mit „business as usual“-Charakter (Shell, WEC A3 und B) verringern allerdings die Nachhaltigkeitsdefizite 1 bis 3 nicht, bzw. vergrößern sie sogar, da sowohl der Bedarf nach fossilen Ressourcen (und damit die Treibhausgasemissionen) und nach Kernenergie bis 2050 weiter steigt. Lediglich Szenarien, die gleichzeitig eine weitaus effizientere Energienutzung (und damit einen absoluten Rückgang des Energieverbrauchs in den Industrieländern) unterstellen (WEC C1, RIGES, Factor 4, SEE), bieten die Chance zur gleichzeitigen Verringerung aller vier genannten Nachhaltigkeitsdefizite. Erst eine Kombination von Effizienz-, Konsistenz- und (in den Industrieländern) auch von Suffizienzstrategien, erlauben offensichtlich ein gleichzeitiges Angehen aller Nachhaltigkeitsdefizite der heutigen Energieversorgung.

Eine Objektivierung des Problemkomplexes zwischen überwiegend anerkannter Klimagefährdung, den divergierenden Haltungen zu den Risikoaspekten der Kernenergie, den zu erwartenden Verknappungstendenzen im fossilen Bereich und den aus der extrem unausgewogenen Zugang zu Energie entstehenden volkswirtschaftlichen und sozialen Schäden erscheint aus heutiger Sicht nicht möglich. Versuche in dieser Richtung mit Hilfe wissenschaftlicher Methoden wie zum Beispiel der Monetarisierung externer Kosten müssen zum heutigen Zeitpunkt als weitgehend gescheitert angesehen werden. Über zentrale Annahmen solcher Verfahren konnte bisher kein Konsens erzielt werden und wird wohl auch in näherer Zukunft nicht zu erzielen sein. Beim Klimaproblem sind dabei weniger die Eintrittswahrscheinlichkeit sondern Art und Kosten der Folgen mit riesigen Unsicherheiten behaftet. Bei der nuklearen Gefährdung sind die Unsicherheiten hinsichtlich der Folgen und ihrer Kosten zwar durchaus geringer, angesichts der wissenschaftlichen Kontroversen zur Eintrittswahrscheinlichkeit ergibt sich jedoch ein im Ende ähnliches Unsicherheitspotential. Vollständig ungelöst bzw. umstritten bleiben insbesondere wichtige Bewertungsfragen, vor allem hinsichtlich der Kosten heutiger und *künftiger* Menschenleben, die obigen Nachhaltigkeitsdefiziten zum Opfer fallen oder nur unzureichend zur Entfaltung kommen. Auch die indirekt hervorgerufenen Gefährdungen, wie verstärkte Migrationen oder aus Energieknappheit resultierende kriegerische Konflikte, sind monetär nicht erfassbar. Demzufolge ist auch kein völlig einheitliches politisches oder gesellschaftliches Handeln bezüglich der Weiterentwicklung der Energiewirtschaft in Richtung stärkerer Nachhaltigkeit auf globaler Ebene zu erwarten. National und im europäischen Umfeld kann jedoch davon ausgegangen werden, dass sich die Gestaltungsimpulse in diese Richtung weiter verstärken werden. Dabei wird

jedoch dem vierten Nachhaltigkeitsdefizit „Ungleichverteilung“ nur am Rande Beachtung geschenkt werden.

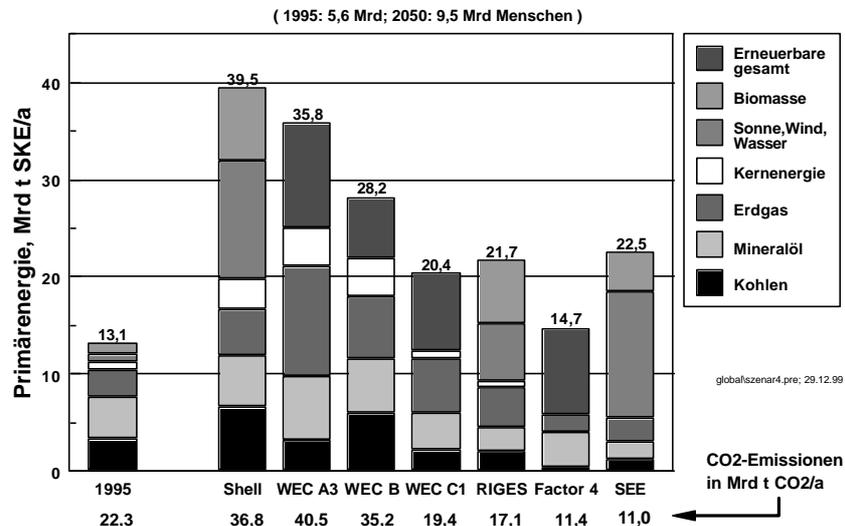


Abbildung 12.1: Aktuelle Szenarien des Weltenenergieverbrauchs für das Jahr 2050 im Vergleich zum derzeitigen Verbrauch (Bevölkerung 2050: 9,5 Mrd.; Shell = Szenario „Nachhaltige Entwicklung“ [Shell 1995]; WEC = Diverse Szenarien der Weltenergiekonferenzen 1995 und 1998 [WEC 1995, 1998]; RIGES = „Renewable Intensive Global Energy Scenario“ [Johansson 1993]; Factor 4 = Szenario aus [Lovins, Hennicke 1999]; SEE = Szenario „solar Energy Economy“ [Nitsch 1999]; 1 Mrd. t SKE/a = 29,3 EJ/a

Es hat den Anschein, dass die Politik die von der Wissenschaft vorgeschlagenen Kriterien und Zielvorstellungen zur Verminderung der Nachhaltigkeitsdefizite der Energieversorgung zumindest im Grundsatz akzeptiert und ihre Umsetzung im Prinzip für erforderlich hält. Allerdings fällt auf, dass die politischen Ziele teilweise deutlich weniger ambitioniert ausfallen als die in von der Wissenschaft vorgeschlagenen Zielsysteme.. Weiterhin konzentrieren sich die konkreten politischen Ziele relativ stark auf die ökologischen Aspekte einer zukunftsfähigen Energieentwicklung, während ökonomische und soziale Ziele nur in sehr allgemeiner Form angesprochen werden.

Hinsichtlich der potentiellen Lösungsoptionen zum existierenden Problempotential gibt es speziell in Deutschland keinen wesentlichen Dissens zu den *technischen Möglichkeiten*. der Dissens ergibt sich hauptsächlich hinsichtlich der Kostenaspekte, vor allem vor dem Hintergrund der Verminderung von Klimarisiken bei gleichzeitigem Verzicht auf die Kernenergie. Im wesentlichen wird der Dissens durch drei Lösungsansätze geprägt: Eine erste Denkrichtung kommt zum Ergebnis, dass angesichts der zur Verfügung stehenden Technologien nicht-nuklearer Optionen zur Klimagasreduktion aus Kostengründen ein Verfolgen des Klimaschutzpfades ohne Ausbau der Kernenergienutzung nicht zu vertreten ist. Im Kontrast dazu steht eine zweite Diskussionsrichtung, die mit einem sehr weit gefassten Erklärungsansatz postuliert, dass Klimaschutz in der benötigten Konsequenz erst durch einen (schnellen) Ausstieg aus der Kernenergienutzung angestoßen werden kann Die dritte - und die Diskussion derzeit prägende - Position erkennt im Verfolgen von Klimaschutzzielen und dem gleichzeitigen Abbau nuklearer Risiken durch einen Ausstieg aus der Kernenergienutzung durchaus Zielkonflikte, hält diese aber angesichts der vorhandenen Lösungsoptionen sowohl prinzipiell

als auch hinsichtlich ihrer Kostenaspekte (ökonomische bzw. soziale Nachhaltigkeit) für lösbar, wenn diese Optionen frühzeitig und konsequent verfolgt werden.

Alle drei Argumentationslinien vertreten allerdings im Hinblick auf regenerative Energien eine ähnliche Position: Ihre verstärkte Nutzung ist in jedem Fall zukünftig erforderlich, wenn die Chancen für eine nachhaltigere Energieversorgung genutzt werden sollen. Dies kommt u.a. auch in den oben gezeigten Szenarien (Abb. 12.1) zum Ausdruck. Die Aussagen unterscheiden sich lediglich in der Dynamik des Ausbaus und hinsichtlich der einzusetzenden Instrumente zur Durchsetzung dieser Dynamik. Als Fazit festgehalten werden kann daher, dass ein weiterer, deutlich verstärkter Ausbau regenerativer Energien in jedem Fall ein zentrales Element einer Nachhaltigkeitsstrategie darstellt und regenerative Energien daher zu Recht als eine der Schlüsseltechnologien dieses Jahrhunderts bezeichnet werden.

12.5 Zielkatalog für eine zukunftsfähige Entwicklung der Energieversorgung in Deutschland

Ein operables Konzept für die Ableitung konkreter energiepolitischer Ziele vor dem Hintergrund der oben diskutierten Nachhaltigkeitsdefizite verlangt einen Abgleich zwischen den bereits in der Politik diskutierten oder vereinbarten Zielvorstellungen und den vielfältigen unter Experten für notwendig gehaltenen oder angestrebten Veränderung der wesentlichen Indikatoren. Ein systematischer Vergleich der Zielvorstellungen bzw. der anzustrebenden Zustände in Wissenschaft und Politik wurde u.a. in [BMW 1999] angestellt und daraus ein Zielkatalog für Deutschland abgeleitet der als Grundlagen für zu entwerfenden energetische Szenarien dienen kann. Er kann, mit leichten Modifikationen, auch als Zielorientierung für die hier abzuleitenden Ausbauszenarien regenerativer Energien genutzt werden.

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

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

Ein Beispiel verdeutlicht die Vorgehensweise: Deutschland hat sich im Rahmen des europäischen Burden-sharing verpflichtet, die nationalen Treibhausgasemissionen bis 2008/2012 um 21 Prozent gegenüber 1990 zu verringern. Die von Experten vorgeschlagenen Ziele liegen mit einer durchschnittlichen Bandbreite von 30 bis 40 Prozent im Zeitraum 2010/2020

aber höher. Entsprechend wird das politische Treibhausgasziel als Mindestbedingung angesehen und die in der Literatur vorgeschlagenen Ziele als durchschnittliche Bandbreite daneben gestellt, um die Richtung des Reduktionsbedarfs zu verdeutlichen.

In manchen Bereichen ist es nicht erforderlich, eine solche Differenzierung vorzunehmen, weil sich politische Ziele und Vorschläge in der Literatur (in etwa) entsprechen. Teilweise werden die Ziele nach Fristigkeiten getrennt dargestellt, dies ist jedoch nur bei den ökologischen Zielen sinnvoll. Der so ermittelte Zielkatalog ist in **Tabelle 12.3** aufgelistet.

Tabelle 12.3: Zielkatalog für eine zukunftsfähige Energieentwicklung in Deutschland

Bereich	Mindestanforderung			Ziel		
Ökologie						
	2005	2008/2012		2005	2010/2020	2040/2050
CO ₂ / weitere Treibhausgase	CO ₂ : - 25 % auf Basis 1990	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, PFC, HFC, SF ₆ : - 21 % auf Basis 1990		- 25 % auf Basis 1990 bzw. 1995	- 30 – 40 % auf Basis 1990 bzw. 1995	- 70 – 80 % auf Basis 1990 bzw. 1995
SO ₂	- 92 % in 2010 auf Basis 1990			k. A.	- 70 – 80 %	k. A.
NO _x	- 60 % in 2010 auf Basis 1990			- 60 - 70 %	- 70 – 90 %	- 90 – 100%
Regenerative Energien	2010	2030	2050	2010/2020		2040/2050
	Verdopplung des Anteils an der Stromerzeugung auf 10 % und am Primärenergieverbrauch auf 4 %	25 % des Primärenergieverbrauchs	50 % des Primärenergieverbrauchs	10 bis 20% des Primärenergieverbrauchs		40 bis 65 % des Primärenergieverbrauchs
Fossile Brennstoffe	2010			2005/2010		2040/2050
	18 % KWK-Anteil an Bruttostromerzeugung; vgl. auch CO ₂ -Minderungsziele (EU-Ziel)			20 – 25 % Anteil		35 – 40 % Anteil
Rationelle Energiewandlung	Jährliche Energieeffizienzsteigerung um 3,5 % bis 2020					
Materialverbrauch	Erhöhung der Rohstoffproduktivität auf das Zweieinhalbfache bis 2020			2010/2020		2040/2050
				- 20 – 30 %		- 80 – 90 %
Ökonomie/Soziales System						
Internationale übergeordnete Ziele	Sicherung internationaler Zusammenarbeit durch fairen Welthandel von Gütern und Rohstoffen, Sicherstellung eines angemessenen Finanz-, Technologie- und Innovationstransfers zwischen Industrie- und Entwicklungsländern und gezielte friedenssichernde Maßnahmen					
Nationale Wirtschaftsstruktur	Mögl. große Branchen- und Unternehmensvielfalt, hohe Innovationsfähigkeit und Krisenfestigkeit					
Versorgungssicherheit	Ist zu gewährleisten durch Diversifikation der Energiequellen und –träger, durch entsprechenden Netzbetrieb sowie durch Energieeffizienzsteigerungen (bei Energieerzeugung und –nutzung)					
Infrastruktur für Energie	Aufbau, Erhalt und Optimierung der zu Energieversorgung und zur Energieeffizienzsteigerung notwendigen Infrastruktur (Strom- u. Gasnetz inkl. Regelung für Betrieb, Energieeffizienzagentur)					
Produktions- und Konsumgewohnheiten	Unterstützung nachhaltiger Konsum- und Produktionsweisen, sowie öko-effizienter Dienstleistungen (nicht nur Energiedienstleistungen, sondern z. B. auch Car-Sharing etc.)					
Gesundheit	Reduzierung der energiebedingten Gesundheitsrisiken: Verringerung der Emissionen, Vorsorge gegen Strahlenbelastungen, Vermeidung von Schwermetallemissionen und Lärm					
Beschäftigung	Keine Arbeitsplatzverluste auf gesamtwirtschaftlicher Ebene, ggf. erforderliche strukturelle Veränderungen (Verschiebungen zwischen Sektoren u. Veränderung der Qualifikationsstruktur) müssen sozial- und wirtschaftsverträglich gestaltet werden			(nachhaltige) Vollbeschäftigung		
Soziale Verträglichkeit	Energiekosten müssen in einem angemessenen Verhältnis zu Kosten anderer Gütern und Dienstleistungen stehen; insbesondere muss Energie auch für sozial schwache Haushalte bezahlbar bleiben (z.B. auch durch die Möglichkeit ggf. mit öffentlicher Unterstützung in Energieeffizienzmaßnahmen zu investieren). An der Ausgestaltung des Energiesystems müssen Akteure unterschiedlicher Interessengruppen in ausreichender Zahl beteiligt sein					
Wirtschaftlichkeit	Betriebswirtschaftliche Wirtschaftlichkeit der Investitionen/Maßnahmen muss gegeben sein, regenerative Energien und Techniken zur Energieeffizienzsteigerung ggf. zeitlich begrenzt fördern (als Markteinführungsstrategie); Internalisierung externer Effekte					

k. A.: Keine ausreichenden Angaben verfügbar. Quellen: Prognos und Wuppertal-Institut; nach BMWi 2000. Eigene Wergänzungen

Im einzelnen können die ökologischen Zielsetzungen wie folgt, kommentiert werden:

Die deutschen Ziele zur Minderung von Treibhausgasen und von Schadstoffemissionen (SO₂, NO_x, NH₃ und VOC) orientieren sich an wissenschaftlichen Aussagen (z.B. IPCC) zu den Belastungsgrenzen der Ökosysteme. Diese Ziele sind anspruchsvoll; die derzeit ergriffenen Maßnahmen reichen nicht aus um diese Ziele zu erreichen. Mit dem im Oktober verabschiedeten Nationalen Klimaprogramm wurde eine weitere Anstrengung unternommen, das kurzfristige nationale Ziel 2005 für die Reduktion der Treibhausgase zeitgerecht doch noch zu erreichen. Für die längerfristigen Ziele liegen keine Maßnahmenkonzepte vor.

Für die Entwicklung der regenerativen Energien liegen für 2010 konkrete Zielsetzungen in Form des „Verdopplungsziels“ vor, das sich an den Vorschlägen der EU orientiert. Dieses Ziel dürfte im Strombereich erreichbar sein, im Wärmebereich sind über die derzeitigen Maßnahmen hinausgehende Anstrengungen erforderlich. Die langfristigen Zielsetzungen sind sehr anspruchsvoll, könnten aber zur Erreichen einer ökologischen Nachhaltigkeit wesentliches beitragen. Aus Potenzialsicht sind sie erreichbar. Im fossilen Bereich stehen die Bemühungen eines Ausbaus der Kraft-Wärme-Kopplung im Vordergrund. Das in Übereinstimmung mit der EU formulierte Verdopplungsziel bis 2010 ist – vor allem vor dem Hintergrund der Liberalisierung der Energiemärkte und dem derzeitigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen – sehr anspruchsvoll. Potenzialseitig sind die Ziele realistisch.

Die derzeitigen deutschen Zielsetzungen im Bereich einer rationelleren Energienutzung entsprechen einer jährlichen Effizienzsteigerung (Erhöhung der Energieproduktivität) von etwa 3,5 %. Der tatsächliche Wert der letzten Jahre liegt bei etwa der Hälfte. Die Zielsetzungen ist anspruchsvoll, liegt aber im Bereich der wissenschaftlich diskutierten Zielvorstellungen. Sektoral bedarf es sehr unterschiedlicher Anstrengungen zur Zielerreichung. Während im Industrie- und Kleinverbrauchsbereich die Entwicklung weitgehend zeitgerecht in Richtung der Zielwerte verläuft, sind im Verkehrssektor und im Gebäudebereich die Maßnahmen deutlich zu verschärfen, wenn die Zielsetzung erreicht werden soll.

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

13 Eigenschaften regenerativer Energie unter Nachhaltigkeitsgesichtspunkten

Mit den im Berichtsteil I (Kapitel 1-9) ermittelten Daten können die Technologien zur Nutzung regenerativer Energien hinsichtlich ihrer Potenziale zur Schaffung einer nachhaltigeren Energieversorgung beizutragen überprüft werden. Hier wird die Bewertung der Einzeltechnologien vorgenommen, das gesamte Energiesystem wird im Zusammenhang mit dem Ausbauszenario bewertet (Kapitel 15). Die Beurteilung erfolgt im Zusammenhang mit der Indikatorenliste (Tabelle 12.2). Vorwiegend liegen Daten zur Bewertung der ökologischen und ökonomischen Nachhaltigkeit vor, die bereits in den Kapiteln 10 und 11 zusammengestellt wurden. Jedoch werden im folgenden auch andere Aspekte im Zusammenhang mit sozialen Indikatoren diskutiert

13.1 Windenergie

Die Windenergie ist, ebenso wie die Wasserkraft und solarthermische Kraftwerke, unter Emissionsgesichtspunkten eine sehr effiziente Stromerzeugungstechnologie. Die Treibhausgasemissionen liegen mit 15-23 g/kWh_{el} (Offshore- bis Binnenlandstandort) bei 3-5 % des (günstigsten) fossilen Referenzkraftwerke (GuD-Erdgas; vgl. Tabelle 10.7). Beim Versäuerungspotenzial lauten die Werte 18 bis 25 %, beim Eutrophierungspotenzial 9 bis 15 % des Referenzkraftwerks. Der Primärenergieeinsatz pro erzeugter kWh beträgt 2,6 bis 4 % desjenigen des Erdgas-GuD-Kraftwerks. Daraus resultiert ein Erntefaktor zwischen 11 und 18. Zu beachten ist hierbei, dass die Emissionen und der Primärenergieeinsatz im wesentlichen aus der Herstellung der Anlagen resultieren. Diese Energie entstammt der aktuellen Energiestruktur. Zukünftige größere Anteile von REG im Energiesektor werden die Lebenszyklusemissionen der REG-Technologien automatisch weiter senken.

Der Flächenbedarf der Windenergie ist, was die Flächenversiegelung (Fläche x Zeitdauer der Versiegelung) betrifft, mit 250 m²a/GWh_{el} bei Off-shore-Anlagen ebenfalls kleiner als bei GuD-Kraftwerken (910 m²a/GWh_{el}), bei Anlagen auf dem Land liegen die Werte wegen der Zufahrtswege beim 1,5 bis 2-fachen. Berücksichtigt man bei Windenergiefarmen die gesamte zwischen den Anlagen befindliche Fläche beim Indikator „Flächenmodifikation“, so liegen die Werte bei 40-50-fachen des Werts des fossilen Referenzkraftwerks. Da diese Flächen aber einer weitgehenden landwirtschaftlichen oder öffentlichen Nutzung zugänglich sind und auf Fauna und Flora praktisch keinen negativen Einfluss ausüben, reduziert sich die Beeinträchtigung dieser Fläche auf die Beeinflussung des Landschaftsbild und die resultierende Wirkung auf den Betrachter. Beim Abwägungsprozess hinsichtlich dieser Beeinflussung ist zu berücksichtigen, dass

- die geltenden Ausschlusskriterien, die geltenden Richtlinien der Raumordnung und des Naturschutzes, sowie die Berücksichtigung in Flächennutzungsplänen in Form von Konzentrationszonen und andere Eingriffsmöglichkeiten von Regionalbehörden und Kommunen ohnehin dafür sorgen, dass in tatsächlich schützenswerten bzw. „unberührten“ Landschaften keine Windkraftanlagen erstellt werden. Diese Ausschlusskriterien sind deshalb auch bei der Ermittlung der technischen Potenziale in vollem Umfang berücksichtigt worden;
- zahlreiche Menschen den Anblick von Windkraftanlagen nicht als störend empfinden und eine nicht geringe Anzahl sogar als ästhetisch ansprechend im Vergleich zu anderen Industriebauten, Gebäuden, Strassen etc. Das belegen u.a. zahlreiche Umfragen zu den Auswirkungen der Windenergienutzung auf den Fremdenverkehr in Norddeutschland.

Außerdem wächst auch bei eher skeptisch eingestellten Bürgern die Akzeptanz von Windkraftanlagen, wenn mit sachlichen Informationen ihre Bedeutung für den Klimaschutz dargestellt wird und andere, ebenfalls klimawirksame energiepolitische Maßnahmen parallel vorangebracht werden;

- Windenergieanlagen in schon belasteten Landschaften vielfach einen kumulierenden Effekt haben und als „neue“ Technologie gewöhnungsbedürftig ist. Deshalb konzentriert sich auch die „Sorge“ um die zunehmende Belastung unserer Landschaften mitunter ausschließlich auf die Windkraftanlagen und übersieht die Beeinträchtigungen durch andere schon länger bestehende menschliche Eingriffe.

Gesundheitliche Risiken sind mit dem Betrieb von Windkraftanlagen nicht gegeben, wenn die geltenden Richtlinien (Abstände zu Gebäuden; Stillstand bei Vereisung u.a.) eingehalten werden. Die Herstellung und Errichtung der Anlagen geht über das übliche Gefahrenpotenzial im Maschinenbau und bei Anlagenmontage nicht hinaus. Unter dem Gesichtspunkt einer größeren Sozialverträglichkeit kann die Windenergie generell als positiv eingestuft werden. Wegen ihres starken Marktwachstums spielt sie hier eine Vorreiterrolle für andere vergleichbare Energietechnologien im REG –Bereich, aber möglicherweise auch für andere moderne dezentrale Energiewandler, wie die Brennstoffzelle.

Windenergie besitzt ein beachtliches Potenzial erschöpfliche Energieträger zu substituieren. Aus globaler Sicht liegt das Stromerzeugungspotenzial beim Mehrfachen des heutigen Weltstromverbrauchs, bezogen auf Westeuropa beim Zweifachen und für Deutschland zwischen 25 und 70%. Bei der Erschließung großer Anteile des technischen Potenzial ist der Bedarf an nichtenergetischen Rohstoffen von Bedeutung (Tabelle 10.9). Windanlagen benötigen je kWh viermal mehr Eisenerz als GuD-Kraftwerke, an Bauxit sogar das Zwanzigfache (das Dreifache gegenüber einem Kohlekraftwerk) und an Kupfer das 60-fache (das Zwölffache gegenüber Kohlekraftwerk). Diese spezifischen hohen Werte verlangen nach konsequenter Rezyklierung der eingesetzten Materialien, was im Einklang ist mit dem generellen Bestreben, Materialkreisläufe zu schließen und Materialabfälle zu reduzieren. In absoluten Mengen sind die benötigten Rohstoffe i.allg. jedoch relativ gering im Vergleich zum Bedarf für andere Anlagen und Güter; das Material abgebauter Anlagen kann zudem weitgehend verwertet werden.

Aus ökonomischer Sicht ist heute Windkraft mit 15-20 Pf/kWh Stromgestehungskosten deutlich teurer als fossile Kraftwerke mit den derzeitigen Brennstoffkosten (Neuanlagen 6-8 Pf/kWh). Die Kostenreduktion schreitet allerdings stetig fort. Das langfristig erreichbare Kostenniveau liegt bei 10-12 Pf/kWh, bei Off-shore Anlagen unter 10 Pf/kWh. Längerfristig kann damit Windkraft angesichts ihrer ökologischen Qualität als wirtschaftlich sehr attraktive Technologie bezeichnet werden. Dies zeigt sich u.a. auch in den sehr geringen externen Kosten, die in verschiedenen Untersuchungen ermittelt wurden /Voß 2000/.

Die Windenergie ist die erste „neue“ Technologie der Nutzung regenerativer Energien, die bereits merkliche volkswirtschaftlich positive Effekte hervorruft. Das jährliche Wachstums des Marktvolumens in Deutschland lag in den letzten 5 Jahren bei 33 %/a, dasjenige der installierten Leistung bei 40 %/a. Der Umsatz im Inlandmarkt erreicht derzeit ca. 3 Mrd. DM/a, rund 30.000 Arbeitsplätze sind durch das derzeitige Marktvolumen von rund 1.500 MW/a entstanden, die deutsche Windindustrie kann überdies auf wachsende Exporterfolge verweisen. Der sich anbahnende starke Ausbau der Windenergie in weniger entwickelten Ländern (z. B. Indien, China) und der damit einhergehende wachsende Weltmarkt kann sowohl unter Klimaschutzgesichtspunkten wie auch unter einer Stärkung der internationalen Zusammenarbeit als positiv bewertet werden.

Für die nördlichen Bundesländer ist die Windindustrie bereits ein merklicher Standortfaktor geworden. Bemerkenswert ist auch die Geschwindigkeit der technologischen Weiterent-

wicklung der Windkraftanlagen, die sich u.a. in der rasch wachsenden Einheitsleistung der Neuanlagen ausdrückt. Die größten Anlagen haben inzwischen Leistungen von 2-3 MW, für Off-shore Anwendungen sind Leistungen bis zu 5 MW in der Entwicklung. Wie alle Technologien der Nutzung regenerativer Energien trägt auch die Windenergie zu einer stärkeren Dezentralisierung der Energieversorgung bei. Damit befindet sie sich im Einklang mit den Rahmenbedingungen des liberalisierten Strommarktes, der Anlagen kleiner Einheitsleistung aus Gründen der flexibleren Planbarkeit und einer günstigeren, da kurzfristigeren Finanzierbarkeit begünstigt. Auch der generelle technologische Trend zu kleineren und stärker vernetzten Systemen unterstützt die Marktentwicklung der Windenergie und anderen Technologien der Nutzung regenerativer Energien. Die komplexere Steuerung, Regelung und Einbindung einer großen Anzahl von Windkraftanlagen in die Stromversorgung kann auf Grund dessen als technisch weitgehend gelöst betrachtet werden. Die Windenergie-technologie kann somit als ein frühes Bestandteil einer sich wandelnden Energieversorgung gesehen werden (Stichworte: Vernetzung; „virtuelle“ Kraftwerke).

Positiv kann auch die wachsende Zahl von Menschen gesehen werden, die sich mittels der Windenergie am Energiemarkt beteiligen (u.a. Finanzierungsbeteiligungen; Bürgerwindparks, Landwirte als Energielieferanten). Dies kann insgesamt zu mehr Pluralität in der Energieversorgung führen, den gesellschaftlichen Handlungsspielraum im Energiebereich erweitern und mithelfen Fehlentwicklungen zu verhindern bzw. zu mildern, da die Zahl der Akteure wächst (vgl. etwa die in der kalifornischen Stromversorgung aufgetretenen Stromabschaltungen infolge Fehlentwicklungen im dortigen liberalisierten Marktgeschehen).

13.2 Wasserkraft

Wasserkraft ist die älteste und auch in großem Maßstab eingesetzte Technik zur Nutzung regenerativer Energien. Damit sind die positiven wie negativen Aspekte ihrer Nutzung vielfach diskutiert worden und mit Fakten gut belegt. So weisen Wasserkraftanlagen z.B. eine sehr gute Emissionsbilanz auf. Im Vergleich zu dem fossilen Referenzkraftwerk auf Erdgasbasis (Tabelle 10.7) liegen die Treibhausgasäquivalente bei nur 3 %, das Versauerungspotenzial bei 15 % und das Eutrophierungspotenzial bei 11 %. Der Primärenergieeinsatz pro erzeugter kWh beträgt nur etwa 1 % des GuD-Referenzkraftwerks, was einem Erntefaktor von 20 bis 25 entspricht. Die Materialintensität nicht-energetischer Rohstoffe von Wasserkraftwerken ist zum Teil höher als beim GuD-Referenzkraftwerk (Tabelle 10.7). So ist der Materialeinsatz für Eisenerz und Bauxit pro erzeugter kWh etwa doppelt so hoch, für Kupfer liegt er beim Fünffachen. Lediglich für Kalkstein liegt der Bedarf mit 90 % etwas unterhalb des Bedarfs des GuD-Kraftwerks.

Während die Flächenversiegelung durch Wehre u.a. Anlagen mit 11 % im Vergleich zu der eines modernen GuD-Kraftwerks noch relativ gering ist, liegt der Wert der Flächenmodifikation beim etwa 6-fachen der fossilen Referenzanlage, bei großen Stauseen sogar noch um Größenordnungen darüber. Bei Wasserkraftanlagen auf der Basis von aufgestauten Flussläufen kann eine mehr oder weniger starke Umweltbelastung durch die überstauten Flächen entstehen. Daraus ergeben sich Nutzungskonflikte mit der Landwirtschaft, der Gemeinnutzung usw. Im Unterstrombereich entsteht Erosion, eine veränderte Fließgewässercharakteristik und ein veränderter Lebensraum für Flora, Fauna und Mensch. Fließgeschwindigkeit und Schleppkraft nehmen ab, und es kommt zu einer schrittweisen Sortierung und Ablagerung von Geschiebe und Schwebstoffen. Dadurch werden im Staubereich die ursprünglichen vielfältigen Strukturen des Flusslaufs mit Sedimenten überlagert. Die Folgen sind eine Versandung oberhalb der Staumauern und eine Veränderung des Flussbetts. Die Reduzierung der Diversität der Lebensräume zieht eine Reduzierung der Artenvielfalt nach sich [Giasecke und Förster 1994, UBA 1998]. Die Migration der Fische und anderer Lebewesen wird durch Stauwehre und Turbinen stark eingeschränkt, oft stellen die rotierenden Schaufelblätter der

Turbinen eine unmittelbare Gefahr für die Flussbewohner dar. Eine verringerte Wasserführung hat oft eine Verringerung des ästhetischen Werts der Landschaft zur Folge, was auf den Verlust der landschaftstypischen Erscheinungen wie Turbulenzen, Kaskaden, Wasser rauschen und eine allgemein zu niedrige Wassermenge zurückzuführen ist. Bei Ausleitungskraftwerken wird zusätzlich zu den oben genannten Wirkungen das Abflussverhalten in Bezug auf Quantität, Periodizität und Saisonalität im Mutterbett verändert. Absterben der Auen bei ausbleibenden Überflutungen und Veränderungen des Grundwasserhaushalts sind die Folge. Mit der Verringerung der Fließgeschwindigkeit, Turbulenz und Schleppkraft verschlechtern sich wichtige Austauschvorgänge wie Sauerstofftransport, Nahrungsversorgung, Abtransport von Ausscheidungen u.a. Oft kommt es daher zu Schlammablagerungen mit Sauerstoffmangel und Methanbildung. Erfahrungsgemäß ist jedoch die deutsche Gesetzgebung in der Lage, die Umweltverträglichkeit von Wasserkraftanlagen und den Gewässerschutz zu sichern. Im globalen Maßstab ist dies jedoch nicht immer gesichert, insbesondere was Großprojekte in weniger entwickelten Ländern betrifft. Auch haben mitfinanzierende internationale Stellen, wie die Weltbank in der Vergangenheit ökologische Kriterien nicht in dem notwendigen Maße bei der Bewertung solcher Projekte berücksichtigt.

Es gibt aber auch Beispiele für eine positive Veränderung der Landschaft durch kleinere und mittelgroße Wasserkraftanlagen. Dies betrifft vor allem solche Gewässer, die im letzten Jahrhundert begradigt wurden, wodurch ein großer Teil der damaligen ökologischen Vielfalt verloren ging. Soweit die Abflusssdynamik und die Durchgängigkeit für aquatische Lebewesen gewahrt bleibt bzw. den ursprünglichen Bedingungen angeglichen wird, kann im Binnendelta eines Stausees durchaus eine Rückentwicklung von einem begradigten, eingetieften Flussabschnitt zu einer größeren ökologischen Vielfalt stattfinden [IWS 2000]. Insbesondere in Ländern mit bereits weit ausgenutztem Wasserkraftpotenzial kann eine entsprechend angepasste Modernisierung älterer Wasserkraftwerke sowohl die ökologische Qualität der Wasserkraftnutzung verbessern als auch zu Leistungssteigerungen infolge moderner Turbinen und Wehranlagen führen.

Wasserkraftwerke führen normalerweise zu keinerlei gesundheitlichen Risiken für die Bevölkerung. Bei Anlagen mit großen aufgestauten Gewässern können jedoch durch den Bruch von Staumauern und Dämmen flussabwärts größere (allerdings lokal begrenzte) Katastrophen auftreten, die eine unmittelbare Gefahr für die Bevölkerung und die Umwelt darstellen. Ein extremes Beispiel in dieser Hinsicht wäre z.B. ein Bruch oder eine Zerstörung des Assuan-Staudamms, da dadurch über 90 % der Bevölkerung Ägyptens in unmittelbarer Lebensgefahr gerieten. Bei sorgsamer technischer Überwachung und Betrieb sind solche Gefahren i.d.R. allerdings auszuschließen, nicht jedoch im Fall eines Krieges oder Terroranschlags. Diese potentielle Katastrophengefahr schließt auch die Errichtung größerer Staudämme in durch Erdbeben gefährdeten Gebieten aus.

Die Inlandspotentiale der Wasserkraft sind in Deutschland zu 80 % erschlossen. Die Akzeptanz eines weiteren Ausbaus der Wasserkraft mittels neuer Kraftwerke ist wegen der einhergehenden Veränderungen des Landschaftsbildes und der ökologischen Folgen eher gering. Die weitere Nutzung wird deshalb durch einen mäßigen, umweltverantwortlichen Neubau, vor allem jedoch durch Wiederinstandsetzungen, Modernisierung und ggf. Leistungserweiterungen vorhandener Anlagen charakterisiert sein, wodurch der größte Teil des noch sinnvoll erschließbaren Potenzials genutzt werden kann.

Kleinere Wasserkraftwerke (< 100 kW) sind derzeit ohne Förderung in der Regel kaum wirtschaftlich zu betreiben. Auch die Wirtschaftlichkeit größerer neuer Wasserkraftwerke wird zunehmend durch strengere Umweltauflagen verschlechtert. In diesem Sinne besteht hier ein deutlicher Zielkonflikt zwischen Klima- und Gewässerschutz. Kostensenkungspotentiale sind bei dieser weitgehend ausgereiften Technologie nicht zu erwarten. Die Stromgestehungskosten können mit etwa 10 Pf/kWh für die Modernisierung bzw. 15 Pf/kWh für den Neubau jedoch durchaus in einem akzeptablen Bereich liegen (Abbildung 11.2). Die existierende

renden, vielfach bereits abbeschriebenen Wasserkraftwerke größerer Leistung sind dagegen mit ca. 4 Pf/kWh sehr kostengünstige Stromerzeuger.

Kleine und größere Laufwasserkraftwerke in Deutschland können aufgrund ihres relativ geringen Zubaupotenzials keinen besonders großen zusätzlichen Beitrag zur Begrenzung des anthropogenen Treibhauseffekts leisten. Hinzu kommt ein deutlicher Zielkonflikt zwischen Klima- und Gewässerschutz. Trotzdem stellen sie aufgrund ihrer günstigen Angebotscharakteristik eine nützliche Ergänzung zu den anderen regenerativen Energiequellen dar, und sollten im Zuge eines angemessenen umweltverträglichen Ausbaus erschlossen werden. Laufwasserkraftwerke werden im wesentlichen in der Grundlast eingesetzt, die Versorgungssicherheit und die Lebensdauer von Wasserkraftanlagen ist dabei sehr groß. Pumpspeicherkraftwerke, die zur Spitzenlastdeckung eingesetzt werden, stellen keine Energiequelle, sondern vielmehr einen Energiespeicher dar. Lediglich der teilweise vorhandene natürliche Zulauf zu Speicherseen kann als regenerative Energiequelle betrachtet werden.

Das globale Potenzial der Wasserkraft ist deutlich höher. Derzeit werden rund 18 % des ermittelten technischen Potenzials in Höhe von 14.000 TWh/a weltweit genutzt, wobei die Erschließungsgrade in Nordamerika und Europa mit 45 % bzw. 25 % am höchsten sind (vgl. Tabelle 2.5). Für die anderen Kontinente stellt daher die Wasserkraft eine in Zukunft noch an Bedeutung gewinnende regenerative Energiequelle dar. Jedoch müssen auf Grund der bereits heute teilweise problematischen Umweltauswirkungen von sehr großen Wasserkraftwerken die Ausbaustrategien überdacht werden. Bei einer hinsichtlich der Einheitsleistungen besser angepassten Ausbaustrategie spricht nur wenig dagegen, das globale Potenzial bis zu 35 bis 40 % auszunutzen, was einer Verdopplung des heutigen globalen Beitrags der Wasserkraft (2.600 TWh/a in 1998) gleichkommt [Nitsch 1999]. Dies sollte aber aus Nachhaltigkeitsgesichtspunkte auch gleichzeitig als Obergrenze einer Potenzialausschöpfung betrachtet werden.

In diesem Zusammenhang stellt für Europa und Deutschland der Import von Elektrizität aus Wasserkraft z.B. aus Skandinavien und Island eine mögliche und in diesem Fall auch kostengünstige Ergänzung für den regenerativen Strommix dar. Allerdings sind auch hier den erschließbaren Potenzialen und einer sinnvollen Importmenge Grenzen gesetzt. So erwägen diese Länder derzeit eine alternative eigenständige Nutzung dieser Ressource im Rahmen einer Wasserstoff-Energiewirtschaft. Auch ist zu beachten, dass durch die Übertragungsleitungen weitere Aspekte hinsichtlich einer Umweltverträglichkeit auftreten. (vgl. Exkurs zu regenerativem Stromimport, Kap. 13.8).

13.3 Photovoltaik

Die Photovoltaik gehört hinsichtlich der Anlagenzahl zu der am weitesten verbreiteten Technik der Nutzung regenerativer Energien. Dies liegt an den möglichen kleinen Leistungen im Bereich einiger Watt bis zu einigen hundert Watt, die sie für die Inselversorgung mit Strom prädestinieren. Da hierfür der Bedarf sehr groß ist und Photovoltaik vielfach gleichzeitig die preisgünstigste Lösung darstellt, hat sich ein stabiler, wachsender Markt für diese Technologie im Bereich von derzeit um 200 MW/a eingestellt, von dem ca. 75 % netzferne Anlagen sind (einschließlich Konsumer- und Freizeitmarkt).

Gleichzeitig ist die Herstellung von Solarzellen immer noch relativ energie- und materialaufwendig, was bisher jedoch angesichts der energiewirtschaftlich geringen Gesamtleistung (weltweit derzeit kumuliert rund 1.500 MW) nicht von Belang war. Eine mengenmäßig relevante Ausweitung der Leistung ist jedoch eng mit weiteren Erfolgen bei der Reduzierung des Material- und Energieeinsatzes verknüpft. Ein wesentlicher Schritt wird dabei die Umstellung

des Basismaterials kristalliner Zellen von electronic grade Silizium (als Abfallmaterial der Elektronikindustrie) auf solar grade Silizium (SOG-Si) sein, was wegen des wachsenden Marktvolumens in absehbarer Zeit erfolgen dürfte. Ersteres erfordert wegen seiner großen Reinheit, die so für Solarzellen nicht erforderlich ist, einen deutlich höheren Energieaufwand. Für Dünnschichtzellen ist der Material- und Energieaufwand ohnehin geringer.

Mit SOG-Si liegen die Treibhausgasemissionen von polykristallinen Solarzellen für mitteleuropäische Einstrahlungsbedingungen bei 22 % des fossilen Referenzkraftwerks (mit ELG-Si bei 45-50 %); Dünnschichtzellen erreichen bereits 15 %. In südlichen Ländern sinken die Werte für Systeme mit polykristallinen Zellen auf 12 %. Ähnliche Werte gelten für den Primärenergieeinsatz. Das Versauerungspotenzial ist ebenso hoch wie für das fossile Referenzkraftwerk (108 %; Südeuropa: 60 %), das Eutrophierungspotenzial liegt bei 40 % (Südeuropa: 21 %). Auch die Flächenversiegelung ist bei einer Gesamtbilanz, d.h. einschließlich der Aufwendungen für die Brennstoffbereitstellung, nicht höher als beim Referenzkraftwerk, in Südeuropa sogar darunter. Die Flächenmodifikation liegt dagegen beim rund 10-fachen (Südeuropa: 6-fach), jedoch sind auch hier die bei der Windenergie vorgebrachten Argumente zu beachten. Die Energieamortisationszeit, die mit heutigen netzgekoppelten Anlagen (ELG-Si) in mitteleuropäischen Breiten bei maximal 6 Jahren liegt, wird mit SOG-Si, bzw. mit Dünnschichttechnik in naher Zukunft Werte von 3 bzw. 2 Jahren erreichen. Das bedeutet, dass PV-Systeme mit einer Lebensdauer von 25 Jahren in der Lage sind, mehr als 20 Jahre emissionsfrei Strom zu liefern.

Auch in der Bilanz nichtenergetischer Rohstoffe spiegeln sich die hohen Aufwendungen für die Modulherstellung wider. Bei Bauxit, Kupfer und Nickel liegen die spezifischen Materialaufwendungen sogar um 2 bis 3 Größenordnungen über dem des Referenzkraftwerks. Bei Eisenerz entspricht der Wert demjenigen der Windenergie. Wie bereits bei der Windenergie erwähnt, verlangt noch mehr ein breiter Einsatz der Photovoltaik eine sehr weit entwickelte „Kultur“ der Materialwiederverwertung (was bei PV-Materialien sehr weitgehend möglich ist). Die Forderung nach Schließung von Materialkreisläufen gewinnt daher im Licht einer angestrebten breiten Nutzung regenerativer Energien zusätzlich Gewicht.

Signifikante Risiken hinsichtlich Gesundheit und Sicherheit bei Produktion, Betrieb und Abbau von PV-Anlagen existieren bei Zellen auf Si-Basis nicht. Mögliche Gefährdungen können durch Kadmium in CdTe-Modulen und zusätzlich durch Selen in CIS-Modulen auftreten. Kontrolliertes Rezyklieren oder Ablagern von Modulen ist daher unverzichtbar. Die mögliche Freisetzung von Kadmium im Fall von Bränden entspricht der Kadmiumemission von Kohlekraftwerken im Normalbetrieb. Die Prozessschritte bei der Produktion von Modulen (z.B. Silanproduktion) können im wesentlichen mit denen der chemischen Industrie im allgemeinen gleichgesetzt werden. Vergleichbare Sicherheitsvorschriften und Präventionsmaßnahmen sind daher erforderlich.

Das technische Potenzial der Photovoltaik ist, wie generell bei der Nutzung der Strahlungsenergie (Vgl. solarthermische Kraftwerke), sehr groß (Tabelle 3.3). Prinzipiell kann die Photovoltaik in technisch fortgeschrittener Form auf rund 0,3 % der Kontinentalfläche den derzeitigen Weltstromverbrauch mengenmäßig bereitstellen; in Deutschland auf 0,3 % (Dächer, Fassaden, sonst. Siedlungsflächen) rund 30 % des gegenwärtigen Stromverbrauchs. Die ökonomischen Barrieren für eine energiewirtschaftlich relevante Ausnutzung dieses Potenzials sind allerdings außerordentlich hoch. Günstigste Gestehungskosten (größere Anlagen; Standort Südeuropa) liegen derzeit bei 60 Pf/kWh; in Deutschland beträgt die Bandbreite 100-160 Pf/kWh. Bei etwa 10-facher kumulierter Leistung (weltweit 20.000 MW) werden die Kosten im Süden auf 35 Pf/kWh sinken (Deutschland: 55-85 Pf/kWh), bei ca. 100-facher kumulierter Leistung können sie weiter auf rund 20 Pf/kWh (Süden; Bandbreite Deutschland 35-45 Pf/kWh). Die anfallenden Differenzkosten gegenüber anlegbaren Stromkosten müssen also auf lange Sicht auf die Allgemeinheit umgelegt werden. Dies kann

nur in einer ausgewogenen, mit der Marktentwicklung der anderen, kostengünstigeren Technologien abgestimmten Strategie geschehen.

Ein beachtlicher sozialer Nutzen der Photovoltaik liegt in der enormen Flexibilität hinsichtlich Größe und Einsatzmöglichkeiten. Diese Eigenschaften sind insbesondere für die Entwicklung und Stabilisierung ländlicher, netzferner Energieversorgungsstrukturen in Entwicklungsländern von großer Bedeutung und können mithelfen, das Ausmaß der Landflucht und der Bildung von Megastädten in diesen Ländern zu mildern. Allerdings kann diese Entwicklung nur im Rahmen einer ausgeweiteten internationalen Zusammenarbeit erfolgreich stattfinden, die auch Finanzierungskonzepte für diese Anlagen einschließt. Schließlich ist, wie bei der Windenergie, die große Zahl von möglichen Akteuren beim Einsatz der Photovoltaik als positiver Aspekt zu nennen, weil hierdurch die Handlungsspielräume bei der Ausgestaltung der Energieversorgung wachsen.

13.4 Solarthermische Kraftwerke

Eine sehr sinnvolle Ausweitung des Einsatzspektrums von Technologien zur Nutzung von Strahlungsenergie hin zu größeren Leistungen stellen solarthermische Kraftwerke dar. Strom aus Solarstrahlung kann damit auch für die Netzversorgung bzw. für größere städtische Agglomerationen nutzbar gemacht werden.

Die gute Verfügbarkeit und volle Rezyklierbarkeit der in Solarkraftwerken verwendeten Materialien führen bei der Lebenszyklusanalyse zu einer sehr guten Emissionsbilanz und zu Energieamortisationszeiten von unter 0,5 Jahren [Weinrebe 1999]. Insbesondere beim Einsatz in der Kraft-Wärme-Kopplung ist die Umweltbilanz deshalb ausgezeichnet. Im Vergleich zu dem in Tabelle 10.7 genannten Referenzkraftwerk auf Erdgasbasis (GuD) liegen die Treibhausgasäquivalente bei reiner solarer Stromerzeugung bei 3 %, das Eutrophierungspotenzial bei 11 % und das Versauerungspotenzial bei 22 %. Der Primärenergieeinsatz pro erzeugter kWh liegt im Vergleich zum GuD-Kraftwerk bei etwa 3 %. Die Werte wurden, wie bei allen anderen Techniken auch, unter der Annahme einer Erstellung der Anlagen unter dem derzeitigen deutschen Energiemix ermittelt. Im Hybridbetrieb verändern sich die Emissionswerte eines solchen Kraftwerks entsprechend des Anteils der Zufeuerung und der spezifischen Emissionen des verwendeten Brennstoffs. Der Mix von solarer und fossiler Energie findet im Gegensatz zu anderen regenerativen Energien nicht im elektrischen Netz, sondern im Kraftwerk selbst statt. Entscheidend für die ökologische Wirksamkeit von hybriden Solarkraftwerken ist deshalb nicht der Solaranteil eines einzelnen Kraftwerks, sondern - wie bei allen regenerativen Energien - der gesamte Anteil der regenerativen Erzeugung an der Energiewirtschaft.

Solarthermische Kraftwerke weisen einen Flächenbedarf von etwa 1,5-2,5 ha/MW auf. Die ökologische Flächenbelastung durch die Kollektoren ist dabei gering. Die Flächenversiegelung durch die Kraftwerke und Kollektorfelder und durch die im Vorfeld benötigten Flächen zur Erstellung der Solarkraftwerke und deren Materialien liegt mit insgesamt 85 m²a/GWh (9 % des Wertes des GuD-Referenzkraftwerks) niedriger als bei allen anderen Technologien zur Stromerzeugung. Auch die Flächenmodifikation ist mit 100 m²a/GWh (13 % bzgl. GuD) vergleichsweise sehr gering. Die Materialintensität nicht-energetischer Rohstoffe ist bei Solarkraftwerken zum Teil deutlich höher als beim GuD-Referenzkraftwerk (Tabelle 10.7). So ist der Materialeinsatz pro erzeugter kWh für Eisenerz und Bauxit knapp dreimal, für Kupfer - vergleichbar mit den Werten der Photovoltaik - sogar 42-mal so hoch. Diese Materialien sind aber auch einer weitgehenden Rezyklierung gut zugänglich. Lediglich für Kalkstein liegt der Bedarf mit einem Wert von 30 % deutlich unterhalb dessen der GuD-Anlage.

Gefährliche Stoffe werden bei dieser Technologie nur bedingt eingesetzt, Umwelt- und Gesundheitsrisiken sind deshalb vergleichsweise gering. So arbeiten die Solarkraftwerke der ersten Generation in Kalifornien noch mit einem synthetischen Thermoöl als Wärmeträger in einem geschlossenen Kreislauf zwischen Kollektorfeld und Kraftwerk, das in etwa der Gefahrenklasse von Dieselöl entspricht und deshalb nicht in das Grundwasser gelangen darf. Da die Anlagen mit einer Gesamtleistung von 350 MW seit 15 Jahren erfolgreich unter den strengen Umweltauflagen in Kalifornien arbeiten und in dieser Zeit Brände, Hagelstürme und Tornados überstanden haben, ist davon auszugehen, dass die damit verbundenen Risiken gut beherrschbar sind. Trotzdem wird an der kurz- bis mittelfristigen Substitution des Thermoöls durch Systeme gearbeitet, die statt dessen Wasser/Dampf bzw. Luft als Wärmeträger verwenden.

Aus der Sicht der verfügbaren Ressourcen stellt die direkte Nutzung der Sonnenenergie das größte regenerative Energiepotential weltweit dar, das den aktuellen weltweiten Energieverbrauch um mehr als eine Größenordnung übersteigt. Die Prospektion der solaren Energieressource erfolgt relativ einfach, zuverlässig und flächendeckend durch Satellitenfernerkundung. Zu diesem Zweck werden zunehmend die weltweit erprobten, geostationären Wettersatelliten eingesetzt [Brösamle et al. 1999].

Unter den Stromerzeugungstechnologien auf der Basis von Solarstrahlung weist die solarthermische Kraftwerkstechnik heute schon die niedrigsten Kosten und darüber hinaus noch ein hohes mittelfristiges Kostensenkungspotential auf. Die ökonomischen Indikatoren sind deshalb vergleichsweise gut, waren bisher aber nicht für eine Ausweitung des Marktanteils ausreichend. Ein Hemmnis sind die hohen Investitionen, da praktisch der gesamte, für die Lebensdauer des Kraftwerks notwendige Brennstoff in Form von Investitionsgütern (Kollektoren) zu Beginn des Projekts bereitgestellt und damit vorfinanziert werden muss. Dies ist vor dem Hintergrund einer Einheitsleistung von mehreren Hundert Megawatt derzeit nur mit einer eindeutigen politischen Absicherung, z.B. durch Bürgschaften u.ä. erreichbar, in ähnlicher Form also, wie es in der Vergangenheit bei der Finanzierung größerer Wasserkraftwerksprojekte der Fall war. Nachteilig wirkt sich allerdings bei dieser Technologie der Pioniercharakter aus (speziell für Südeuropa oder Nordafrika), da bisher lediglich in Kalifornien Mitte der achtziger Jahre derartige Vorhaben verwirklicht wurden.

Der Einsatz von thermischen Energiespeichern erlaubt den Betrieb solarthermischer Kraftwerke sowohl im Grund- als auch im Spitzenlastbereich. Die Umwandlung der Solarwärme erfolgt in konventionellen Kraftwerken, was eine einfache Integration in die bestehende Infrastruktur und die volle Deckung mit den konventionellen Einsatzbereichen fossiler Kraftwerke garantiert.

Wegen der Funktionsweise der konzentrierenden Kollektoren ist der Einsatz solarthermischer Kraftwerke wirtschaftlich nur in ariden Regionen der Erde mit geringem diffusen Anteil an der Solarstrahlung sinnvoll. In Deutschland ist auf diese Weise erzeugter Solarstrom nur dann nutzbar, wenn er über Hochspannungsleitungen aus dem Süden Europas oder aus Nordafrika importiert wird. Diese Tatsache hat auch ihren Niederschlag in einer bisher relativ geringen Unterstützung dieser Technologie durch die Energiepolitik gefunden, was ihre Verbreitung und das Engagement einschlägiger Unternehmen bisher erheblich gehemmt haben. Zu beachten ist auch, dass durch die Übertragungsleitungen für den Stromimport zusätzliche Aspekte einer Umweltverträglichkeit beachtet werden müssen (vgl. Exkurs regenerativer Stromimport, Kap. 13.8).

Einen wesentlichen Vorteil stellt die technische Möglichkeit der solaren Kraft-Wärme-Kopplung dar. Sie erlaubt solarthermischen Kraftwerken, neben der solaren Stromerzeugung in den Einsatzländern und der Produktion von solarem Exportstrom für Europa u.a. auch als „Abfallprodukt“ entsalztes Wasser herzustellen. So ist z.B. die Region des Maghreb von zurückgehenden Niederschlägen als Folge des Klimawandels betroffen. Eine beschleunigte

Umstellung Europas auf CO₂-freien Strom einschließlich größerer Importanteile ist deshalb ebenso im Interesse der Standortländer wie die Erzeugung großer Mengen Trinkwasser. Solarthermische Kraftwerke könnten also durchaus auch einen Beitrag zur nachhaltigen Bereitstellung größerer Mengen Trinkwasser leisten und so zu einer Schlüsseltechnologie werden, wenn es darum geht, kostengünstig und rechtzeitig die längerfristigen europäischen und nordafrikanischen Ziele zur Minderung von Treibhausgasemissionen zu erreichen.

Auch können die Kraftwerke dazu beitragen, das Risiko nationaler und internationaler Konflikte um die knappen und zunehmend teuren Güter Wasser und Energie zu reduzieren und damit einen Beitrag zur sozialen Nachhaltigkeit liefern. Wichtige Voraussetzungen für die Realisierung sind allerdings eine deutliche politische Flankierung und angemessene Erlöse für Strom und Wasser. Unterstützungsbedarf besteht im wesentlichen bei der Beseitigung der derzeit noch vorhandenen Informationsdefizite, in der Absicherung der Projekte über Hermes-Bürgschaften und in angemessenen Mitteln zur weiterführenden Forschung und Entwicklung. Fernleitungen zur Solarstromübertragung könnten - ähnlich wie beim Straßenbau - als europäisches Infrastrukturprojekt von der Gemeinschaft und den direkt am Stromimport beteiligten Ländern getragen werden.

Zusätzliche Impulse in Richtung einer nachhaltigeren Entwicklung sind, neben der Produktion von Strom und Trinkwasser, die damit möglich werdenden Maßnahmen gegen Desertifikation, verbunden mit zusätzlicher landwirtschaftlicher Produktion, Steigerung des Einkommens und von Arbeitsplätzen etwa in den strukturschwachen Maghreb-Ländern. Damit einher geht eine wirtschaftliche Entwicklung durch die Devisenquelle "Exportstrom" und die Bildung eines stabilen Exportmarkts für Technologien aus Europa. Damit könnten die Beziehungen zwischen Europa und Nordafrika nachhaltig stabilisiert werden und z.B. auch zu einer Normalisierung der Migrationsströme (im Sinne eines Ausgleichs der Migration in beide Richtungen) beitragen [Brauch 2000]. Im Rahmen einer derartigen Entwicklung stellen solarthermische Kraftwerke und konzentrierende Sonnenkollektoren ein sehr großes Exportpotenzial für Deutschland und ein großes Arbeitsplatzpotential vor allem in der deutschen, international tätigen Baubranche dar (Stichwort: "Solarer Brennstoff Made in Germany" als Konkurrent fossiler Brennstoffe auf dem Weltmarkt).

13.5 Geothermische Wärme- und Stromerzeugung

Wie bei der hydrothermalen Erdwärmenutzung sind die zu erwartenden Emissionen von Treibhausgasen auch bei der geothermalen Stromerzeugung (HDR-Technik) sehr gering vgl. Tabelle 10.8). Gegenüber der Referenzanlage Erdgas-Brennwertkessel liegen die Werte für hydrothermale Erdwärme, je nachdem, ob eine Zusatzerwärmung erfolgt, zwischen 3 % und 20 % der Primärenergie, 5-21 % der CO₂-Emissionen, 30-50 % des Versauerungspotentials und 29-57 % des Eutrophierungspotentials. Eine Lebenszyklusanalyse für die hydrogeothermale Stromerzeugung sowie für das Hot Dry Rock Verfahren liegt bisher nicht vor.

Der typische Flächenbedarf geothermischer Kraftwerke mit geschlossenem Kreislauf liegt bei etwa je 0,5-1,5 ha/MW installierter Leistung [DOE 1997]. Eine Lebenszyklusanalyse hinsichtlich Flächenversiegelung und Flächenmodifikation wurde bisher nicht durchgeführt.

Die in den Thermalwässern gelösten Stoffe werden vom Gesetzgeber im allgemeinen nicht als Wassergefährdung eingestuft. In der Regel werden hydrothermale Anlagen an Tiefenaquiferen sowie auch HDR-Anlagen im geschlossenen Kreislauf betrieben. Trotzdem können im gesamten oberirdischen und unterirdischen System Leckagen auftreten, mit möglichen Emissionen von Schwefelwasserstoff sowie Grundwasser- und Gewässerbelastung durch mineralhaltiges Tiefenwasser. Solchen Havarien wird durch Lecküberwachungssysteme und

Auffangbehälter vorgebeugt. Aufgefangenes Thermalwasser wird wieder in die Bohrung gepresst oder entsprechend den gegebenen Vorschriften entsorgt.

Die langsame Abkühlung tiefer Aquifere und Gesteine kann auch Einfluss auf die mechanische Stabilität des Untergrunds haben. Nach einer im Auftrag des BMBF durchgeführten Studie zur geomechanischen Bewertung der Langzeitabkühlung können vertikale Absenkungserscheinungen des Geländes infolge der langfristigen Abkühlung nicht ausgeschlossen werden [GTN 1994]. Allerdings liegen diese Absenkungen weit unter den Werten, die im Steinkohle-, Erz- und Kalibergbau auftreten und sind für Bauwerke und die allgemeine Sicherheit unbedenklich.

Die Stromerzeugung aus hydrogeothermalen Ressourcen weist in Deutschland relativ geringe Potenziale auf, größere Potenziale existieren in anderen europäischen Ländern. Diese Potenziale könnten durch Stromimport auch für Deutschland nutzbar gemacht werden. Durch die Übertragungsleitungen treten weitere Aspekte zur Umweltverträglichkeit auf, die dabei beachtet werden müssen (s. Exkurs regenerativer Stromimport, Kap. 13.8). Die technische Machbarkeit des HDR-Verfahrens muss zunächst noch in einer Pilotphase in den kommenden Jahren geklärt werden, weist dann in Deutschland Potenziale von etwa einem Viertel des derzeitigen Strombedarfs auf. Geothermische Anlagen zur Stromerzeugung und zur Kraft-Wärme-Kopplung können den regenerativen Strommix durch ihre hohe Verfügbarkeit in der Grund- und Spitzenlast sinnvoll ergänzen und weisen, ihre technische Machbarkeit vorausgesetzt, auch bei zukünftigem intensivem Einsatz keine nennenswerten Umweltbelastungen auf. Die zielgerichtete Weiterentwicklung und Demonstration des HDR-Konzepts ist deshalb sehr empfehlenswert.

Die Materialintensität nicht-energetischer Rohstoffe wurde bisher nicht untersucht. Die bei der Stromerzeugung im Kraftwerksprozess eingesetzten Arbeitsmittel sind i.d.R. niedrigsiedende Kältemittel wie z.B. die Kohlenwasserstoffe Isobutan oder Isopentan, die zum Teil als umweltgefährdende Stoffe gelten und deshalb nur in geschlossenen Kreisläufen verwendet werden. Die Gefährdungspotentiale bei Havarien und durch ständige kleine Verluste in den Anlagen sind entsprechend zu berücksichtigen und mögliche Schäden und Gefahren für Mensch und Umwelt durch entsprechende Maßnahmen zu begrenzen.

Die Erdwärme kann für eine ökonomische Stromversorgung Deutschlands mit regenerativen Energien bedeutsam sein. Die Anlagen können sowohl rund um die Uhr als auch im Spitzenlastbetrieb eingesetzt werden, die Ressource selbst - die Erdwärme - ist bereits in einem speicherfähigen Zustand vorhanden. Damit besteht sowohl die Möglichkeit, regenerativen Grundlaststrom zu liefern, als auch Fluktuationen der Last im Spitzenlastbetrieb auszugleichen. Ein weiterer großer Vorteil ist die Möglichkeit der Kraft-Wärme-Kopplung und der zusätzlichen Wärmelieferung an Nah- und Fernwärmenetze. Hierbei können sowohl wärme- als auch stromgeführte Anlagen zum Einsatz kommen. Bezüglich einer Integration in die Energiewirtschaft weisen geothermische Anlagen deshalb Vorteile auf. Die Stromgestehungskosten aus HDR werden mittelfristig mit 12-15 Pf/kWh angegeben (Abbildung 11.2), die Wärmegestehungskosten liegen heute zwischen 12 (hydrothermal) und 26 (Tiefenbohrung) Pf/kWh, mittelfristig könnten die Kosten für Erdwärme aus Tiefenbohrungen auf 18 Pf/kWh sinken. Auf diesem Kostenniveau könnte sich Erdwärme - insbesondere wegen der guten Integrationsmöglichkeiten - durchaus im Energiemarkt durchsetzen. Geothermale Anlagen weisen wegen der aufwendigen Tiefenbohrungen ein hohes Prospektionsrisiko und hohe Vorlaufkosten auf. Zudem ist die Nutzung der Bohrungen durch das langsame Abkühlen zeitlich beschränkt, bestimmt durch die hydraulische Transmissivität als Produkt der Durchlässigkeit und Mächtigkeit des Aquifers. Die Lebensdauer einer Bohrung kann durch dreidimensionale Modellierung abgeschätzt werden.

13.6 Solarthermische Wärmeerzeugung

Solkollektoren sind gut geeignet, die knappen Ressourcen an fossilen Brennstoffen zu schonen. Gegenüber einem Brennwertkessel (Vergleichssystem) mit einem für die Warmwasserzeugung erstklassigen Wirkungsgrad von 99 % wird für die Erzeugung der gleichen Wärmemenge nur etwa ein sechstel an Primärenergie benötigt (Tabelle 10.8). Der verbleibende Primärenergieeinsatz ist stark von den beim Bau des Kollektors verwendeten Materialien, insbesondere des Anteils an Aluminium, sowie dessen Recyclingrate abhängig. In der ungünstigsten der in Tabelle 10.8 dargestellten Varianten werden je m² Kollektorfläche 8,5 kg Primär-Aluminium für die Herstellung des Absorbers und der Profile eingesetzt.¹ Aber selbst in diesem Falle sind der Primärenergieeinsatz und die CO₂-Emissionen um wenigstens einen Faktor 5 besser als beim Brennwertkessel.

In den Bilanzen bereits enthalten ist der Stromverbrauch für die Solarpumpe im Kollektorkreis. Über die Lebensdauer aufaddiert hat dieser Pumpstrom einen keinesfalls vernachlässigbaren Anteil von wenigstens 40 % am gesamten kumulierten Primärenergieaufwand der in der Tabelle beschriebenen Systeme. Um den Bedarf an Pumpstrom zu reduzieren, sind Entwicklungen sowohl bei den Pumpen als auch im gesamten Kollektorkreis (sog. Low-flow-Systeme) im Gang.

Bei den Emissionen von Stickoxiden weist die Solaranlage gegenüber dem Vergleichssystem nur noch um den Faktor zwei bessere Werte auf. Vergleichsweise schlechte Werte ergeben sich für die Schwefelemissionen. Der Grund hierfür ist, dass in dem Erdgas, mit welchem der Kessel betrieben wird, dieses Element praktisch nicht enthalten ist, und andererseits der hohe Materialaufwand für die Solaranlage. Bei den Wirkungspotentialen führt dies zu einer Verdopplung des Versauerungspotentials gegenüber dem Vergleichssystem. Dafür liegt der für den Klimaschutz wesentliche Treibhauseffekt nur bei etwa einem sechstel des Brennwertkessels.

Naturgemäß nehmen Kollektorfelder eine große Fläche ein. Dies ist jedoch völlig unproblematisch, solange die Sammlerflächen nur auf Dächern installiert werden. Die ohnehin vorhandene Versiegelung durch das Dach wird nur in eine andere Form überführt, sodass die insgesamt versiegelte Fläche unverändert bleibt. Der in Tabelle 10.8 ausgewiesene Flächenbedarf für Solaranlagen ergibt sich daher allein aus dem Materialbedarf und dem Pumpstrom der Anlage. Gegenüber dem Vergleichssystem ist die resultierende Flächenversiegelung um einen Faktor 5 geringer, die nur modifizierte Fläche etwa gleich groß.

Wird der Kollektor am Erdboden einer bisher landwirtschaftlich genutzten Fläche installiert, so kann zwar unter dem Kollektor auch weiterhin Gras wachsen, aber dennoch wird die so genutzte Fläche wenigstens modifiziert. Gegenüber der Dachinstallation ergibt sich eine Verschlechterung um mindestens den Faktor 3.

Bei einer vollen Ausschöpfung des in Kapitel 6.3 dargestellten Potentials von 210 TWh/a Nutzenergie aus 600 km² Solaranlagen ist zu prüfen, ob sich dadurch Engpässe am Rohstoffmarkt für die bei der Produktion eingesetzten Materialien ergeben können. Am ehesten könnte der zusätzliche Materialbedarf für Aluminium zum begrenzenden Faktor werden. Eine überschlägige Rechnung zeigt jedoch, dass höchstens 1 % des nach Deutschland eingeführten Aluminiums genügen, um die zusätzliche Nachfrage nach diesem Rohstoff zu befriedigen. Dabei ist von Bedeutung, dass Kollektoren am Ende ihrer Lebensdauer wieder leicht in ihre flächenhaften Bestandteile zerlegt werden können und dass außerdem kaum Ver-

¹ Der für die Herstellung des Restes der Solaranlage (Speicher, Verrohrung) notwendige Energieeinsatz ist gegenüber dem Aluminiumbedarf für die Kollektorherstellung gering.

bundmaterialien verwendet werden. Bei den Berechnungen zu den Auswirkungen auf die Rohstoffmärkte wurde daher davon ausgegangen, dass 90 % des Kollektoraluminiums recycelt werden, also nur 10 % des eingesetzten Materials verloren gehen. Eine vollständige Ausschöpfung des Kollektorpotenzials wird nicht durch knappe Ressourcen bei den verfügbaren Rohstoffen behindert werden.

Wichtig für eine Bewertung nach sozialen Nachhaltigkeitskriterien ist die Anzahl der Arbeitsplätze, die mit einer Technologie verbunden sind. Heute kann von ca. 5.700 Arbeitsplätzen in Deutschland ausgegangen werden, die durch die Produktion, Vermarktung und Installation von Solaranlagen gesichert werden (Stand 1999/2000)². Zukünftig wird von einem weiteren Wachstum des deutschen Marktes ausgegangen. Bis 2010 kann die jährlich installierte Kollektorfläche von heute 450.000 m² auf 2,85 Mio. m² wachsen. Bei Ausschöpfung des in Kapitel 6.3 dargestellten Dachflächenpotenzials kann langfristig ein Wert von 30 Mio. m²/a erreicht werden. Dabei werden die spez. Kosten sinken (s. Kapitel 6.2). Dies trifft auch dann noch zu, wenn wachsende Aufwendungen für saisonale Speicher mit berücksichtigt werden. Bis 2010 steigt somit der jährliche Umsatz am solarthermischen Wärmemarkt von heute 700 Mio. DM auf 2.130 Mio. DM und langfristig bis auf 18.000 Mio. DM. Unter Berücksichtigung steigender Löhne (Steigerungsrate 1,5 %/a) ergeben sich für 2010 knapp 17.000 und langfristig gut 100.000 Arbeitsplätze im solarthermischen Bereich. Weitere Arbeitsplätze für den Aufbau von Nahwärmenetzen, welche für eine verstärkte Nutzung saisonaler Speicher benötigt werden, sind noch nicht enthalten.

Die soziale Verträglichkeit und das öffentliche Ansehen von Solaranlagen sind außerordentlich gut. Solaranlagen auf den Dächern von Gebäuden führen zu keinerlei Beeinträchtigung der Umgebung. Der Umwelt- und Klimanutzen von Solaranlagen ist positiv belegt und wird in der Bevölkerung einhellig akzeptiert. Dies erleichtert den jeweiligen Bauherren die Entscheidung zum Kauf einer derartigen Anlage in erheblichem Maße. Die gute Sichtbarkeit der Kollektoren auf dem Dach führt zu einer positiven Rückkopplung sowohl für den Eigentümer als auch für den potenziellen Nachahmer. Darüber hinaus wird heute durch die Installation einer Solaranlage häufig ein weitergehender Denkprozess angeregt, welcher in zusätzlichen energiesparenden und klimaschützenden Maßnahmen, wie beispielsweise der Verbesserung der Wärmedämmung, mündet.

Von der installierten Solaranlage gehen keinerlei Gefahren aus. Die Risiken beschränken sich auf das bei der Dachdeckung ohnehin übliche und leicht überschaubare Maß.

13.7 Biomassenutzung

Die Ursprünge des Begriffes „Nachhaltigkeit“ liegen in der Energiekrise gegen Ende des 18. Jahrhunderts. Die Bevölkerung war damals auf den deutschen Wald als Rohstoff- und Energiequelle angewiesen. Um einer Übernutzung des Waldes Einhalt zu gebieten und die Versorgung mit Holz langfristig zu gewährleisten, wurde in Deutschland eine auf langfristige Ressourcenerhaltung angelegte Forstwirtschaft zur rechtlichen Norm.

Die ausreichende Verfügbarkeit von Energie und Rohstoffen stellt für Deutschland auch heute eine fundamentale Voraussetzung für Produktion und Konsum dar. Im Gegensatz zu damals sind wir uns jedoch nicht nur der Grenzen des Wachstums angesichts endlicher fos-

² Annahmen: Jährlich installierte Kollektorfläche 450.000 m² zu 1.600 DM/m². Bei Kollektoren besteht ein Importüberschuss. Etwa die Hälfte der Kollektormodule werden aus dem Ausland bezogen. Die verbleibende Wertschöpfung im Inland liegt bei ca. 630 Mio. DM. Mittlere Wertschöpfung je Arbeitsplatz für Produktion, Vermarktung und Installation 110.000 DM/a.

siler Energieressourcen bewusst, sondern wissen auch um die enge Verknüpfung ihrer Nutzung mit der Beanspruchung der Aufnahmefähigkeit der Umwelt. Förderung, Umwandlung, Transport und Verbrennung fossiler Energieressourcen sind für den überwiegenden Teil anthropogener Emissionen von Luftschadstoffen und Treibhausgasen verantwortlich. Außerdem ist die Nutzung von Energieressourcen mit gewissen Stör- und Unfallrisiken verbunden, die zu signifikanten Gefährdungen der Umwelt und der menschlichen Gesundheit führen können. Im Fall der Kernenergie kommen eine extrem langfristige Belastung nachfolgender Generationen mit Entsorgungserfordernissen bzw. -risiken und die Risiken des Missbrauchs bei weltweiter Verbreitung oder bei einem Übergang auf langlebige Systeme (Brütertechnologie) hinzu.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, welchen Beitrag die energetische Nutzung von Biomasse zur Verringerung der Nachhaltigkeitsdefizite im Energiesektor leisten kann. Zur Beantwortung dieser Frage werden die Regeln und Leitlinien einer nachhaltigen Energieversorgung (vgl. Kapitel 12) herangezogen. Zu den elementaren Nachhaltigkeitszielen (die Reihenfolge impliziert keine Rangfolge) gehören:

- Ressourcenschonung
- Umwelt-, Klima- und Gesundheitsverträglichkeit
- Risikoarmut und Fehlertoleranz
- Umfassende Wirtschaftlichkeit
- Soziale Verträglichkeit

Bedingt durch die unterschiedlichen natürlichen Erscheinungsformen der Biomasse, die durch Mikroorganismen, Pflanzen, Tiere und Menschen aufgebaut wird, und der Vielzahl an biologischen, mechanischen und thermochemischen Techniken und Verfahren zur Konversion der Biomasse in Wärme und Strom können nachfolgend nur einige verallgemeinernde Aussagen zu den Kriterien getroffen werden. Pflanzenart- und prozessspezifische Einzelheiten können in den Kapiteln 7 und 10.10 nachgelesen werden.

Ressourcenschonung

Der Beitrag der Biomasse zu einer nachhaltigeren Nutzung endlicher fossiler Energievorräte ergibt sich aus dem energetischen Substitutionspotenzial, das vom biogenen Energieertrag und vom Wirkungsgrad der Energieumwandlung bestimmt wird. Der nutzbare biogene Nettoenergiegehalt ist wiederum von verschiedenen klimatischen, bodenart- und standortbedingten, pflanzenartspezifischen, prozeßtechnischen, ökonomischen und agrarpolitischen Faktoren abhängig. Trotz dieser Unsicherheiten lassen grobe Potenzialschätzungen durchführen (siehe Kapitel 7)

Die Biomasse trägt derzeit zu etwa rd. 1 % - bezogen auf den fossilen Primärenergieeinsatz in Höhe von 14,3 EJ im Jahr 1998 - zur Deckung der Energienachfrage in Deutschland bei. Es handelt sich dabei im wesentlichen um feste biogene Brennstoffe, die als Rest- oder Abfallstoffe anfallen (z.B. Industrierestholz Altholz). Bei einem moderaten Energiepflanzenanbau (1,5 Mio. ha) könnten rd. 5 % des inländischen Primärenergieverbrauchs substituiert werden. Auf EU-Ebene ist eine Erhöhung der energetischen Nutzung von Biomasse von gegenwärtig rd. 54 Mio. t RÖE auf ca. 135 Mio. t RÖE bis zum Jahre 2010 möglich. Dies entspricht 8,5 % des für 2010 prognostizierten Gesamtenergieverbrauchs. Die wichtigsten noch wenig genutzten Bioenergieträger sind Schwach- und Waldrestholz, Stroh, tierische Exkrememente (Gülle) und auf Stilllegungsflächen angebaute Energiepflanzen.

Die Substitution flüssiger fossiler Energieträger erfolgt in Deutschland im wesentlichen durch eine Ölquelle, dem Winterraps. Andere potenzielle Ölproduzenten, wie die Sonnenblume

oder die Sojabohne, sind aus klimatischen und ökonomischen Gründen ohne Relevanz. Der aus Rapsöl hergestellte Biodiesel hat derzeit einen Anteil von 0,8 % am Dieselinlandsverbrauch. Unter Berücksichtigung pflanzenbaulicher Restriktionen und begrenzter Anbaukapazitäten für die Erzeugung von Energieraps können unter realistischen Annahmen 3 bis 6 % des inländischen Dieserverbrauchs (1998: 27 Mio. t) aus heimischen Ölquellen substituiert werden. Bei vollständiger Ausschöpfung aller Anbaupotentiale könnte Biodiesel 10 % des fossilen Dieselbedarfs decken.

Die nachhaltige Nutzung der erneuerbaren Ressource Biomasse setzt voraus, dass die Nutzungsrate die Erneuerungsrate nicht dauerhaft überschreitet. Angesichts der klimatisch günstigen Bedingungen in Deutschland darf dies als gesichert gelten, sofern die pflanzenbaulichen Restriktionen (Fruchtfolgebeschränkungen, Humuserhalt usw.) beachtet werden.

Zur Bereitstellung von Biomasse werden, insbesondere wenn es sich um speziell angebaute Energiepflanzen handelt, auch nicht-energetische Ressourcen verbraucht. Relevant ist der Verbrauch des Pflanzennährstoffes Phosphat, einer nicht-erneuerbaren Ressource mit begrenzter Reichweite. Die weltweiten Phosphatreserven werden auf rd. 11 Mrd. t geschätzt, die zurzeit wirtschaftlich nicht erschließbaren Phosphatressourcen auf ca. 33 Mrd. t. Ausgehend von derzeitigen Abbau- bzw. Verbrauchsraten und Produktionskosten wird die Reichweite der Phosphatreserven auf rd. 80 Jahre geschätzt. Der Diversifizierungsgrad in der Importstruktur ist gering, da nur wenige Länder der Welt über phosphathaltige Rohstofflager verfügen. Über 50 % der Reserven und fast zwei Drittel der Ressourcen liegen in Marokko.

Klima-, Umwelt- und Gesundheitsverträglichkeit

Die energetische Nutzung von Biomasse hat Auswirkungen auf Klima, Umwelt und Gesundheit. Dies soll nachfolgend anhand der Emissionen und ihrer Effekte auf Klima, Versauerung, Eutrophierung, bodennahes Ozon und die Gesundheit, anhand des Abfallaufkommens und des Flächenbedarfs diskutiert werden.

Klima

Durch Substitution von fossilen Energieträgern kann die energetische Nutzung von Biomasse nennenswert zur Reduktion klimarelevanter CO₂-Emissionen beitragen. Die Höhe des Beitrags ist vom (meist fossilen) Energieverbrauch zur Bereitstellung des Bioenergieträgers, vom Wirkungsgrad der Energieumwandlung und vom substituierten fossilen Brennstoff abhängig. Die Energieaufwendungen (z.B. Energie zur Herstellung von Mineraldüngern, Kraftstoff für Traktoren) zur Bereitstellung des Bioenergieträgers liegen bei den biogenen Festbrennstoffen zwischen 5 und 15 % ihres Heizwertes. Deutlich stärker fällt der Energiebedarf bei der Bereitstellung der flüssigen Energieträger ins Gewicht: hier machen die energetischen Vorleistungen 30 bis 50 % des Energieertrages aus.

Versauerung, Eutrophierung und bodennahes Ozon

Die Konversion von biogenen Festbrennstoffen in Wärme und Strom ist mit versauernd und eutrophierend wirkenden Schwefeldioxid- und Stickstoffoxidemissionen verbunden. Die Größenordnung wird bestimmt durch den natürlichen Gehalt der Biomasse an Stickstoff, Halogenen und Asche. Die Biobrennstoffe enthalten teilweise relevante Mengen an Stickstoff, so daß die erzeugte Menge an Ammonium und potenziellen NO_x-Vorläufern ein hohes Niveau erreichen kann.

Gesundheit

Bei der Lagerung von feuchter Biomasse (z. B. frische Holzhackschnitzel mit einem Wassergehalt von rd. 50 %) können sich Pilzsporen und Mykotoxine bilden. Die Pilzsporen, die beim

Umgang mit dem Brennstoff freigesetzt werden und in die menschlichen Atemwege gelangen können, gelten als allergieauslösend. Außerdem können sie beim Menschen Mykosen auslösen. Durch Trocknung des Brennstoffs (ist allerdings mit einem zusätzlichen Energieverbrauch verbunden) und präventive Gestaltung der Lager-, Transport-, Förder- und Beschickungseinrichtungen kann die menschliche Gefährdung mit Pilzsporen verringert werden.

Ein weiteres Gefährdungspotenzial für die menschliche Gesundheit stellen die Staubemissionen während der Ernte und Konditionierung trockener Biomasse (insbes. Stroh) dar. Auch bei der Verbrennung von Biomasse können über Rauchgasemissionen Partikel freigesetzt werden. Durch Entstaubung (z. B. Elektrofilter, Zyklon) der Rauchgase lassen sich die Partikelemissionen jedoch technisch einfach und deutlich reduzieren.

Abfälle

Bei der Verbrennung von biogenen Festbrennstoffen wird Asche erzeugt. Je nach Brennstoff und Verunreinigungsanteil fallen zwischen ca. 0,5 (Weichholz) und 5 bis 8 Gew.-% der TS (Rinde) des Brennstoffs als Asche an. Die Grobasche besteht größtenteils aus den Pflanzennährstoffen Calcium, Kalium, Magnesium und Phosphor. Sie stellt ein potenziell nutzbarer Grunddünger für forst- und landwirtschaftliche Pflanzenbestände und Böden dar. Die Zyklon- und Filterasche enthält dagegen nur wenig Nährstoffe, aber einen hohen Anteil an Schwermetallen und organischen Schadstoffen. Sie muss entsorgt werden (Deponie).

Flächenbedarf

Beim Flächenbedarf durch eine energetische Nutzung von Biomasse kann unterschieden werden zum einen in den Bedarf an versiegelten Flächen (Fundamente, Lagerflächen, Zufahrtsflächen usw.) für die Energiegewinnung, -umwandlung und -verteilung. Zum anderen kann bei der energetischen Nutzung von Biomasse ein Bedarf an landwirtschaftlicher Nutzfläche zur Erzeugung von Bioenergeträgern entstehen.

Die aktuelle energetische Nutzung von Biomasse ist mit keinem zusätzlichen Flächenbedarf für die Produktion verbunden, weil es sich bei den eingesetzten Brennstoffen in erster Linie um biogene Rest- und Abfallstoffe aus der Holzindustrie, der Land- und Forstwirtschaft und den Kommunen (v.a. Schwachholz, Waldrestholz, Industrierestholz) handelt. Zur Deckung eines weiter steigenden Bedarfs an Biomasse für energetische Zwecke reicht das Potenzial an Rest- und Abfallstoffen jedoch nicht mehr aus. In der zweiten Ausbaustufe wird deshalb der spezielle Anbau von Energiepflanzen erforderlich. Hierfür können Flächen verwendet werden, die nicht für die Nahrungsmittelproduktion benötigt werden. Zurzeit werden in Deutschland jährlich 1,2 Millionen Hektar und auf EU-Ebene mehr als 6 Millionen Hektar stillgelegt, um die Erzeugung von Nahrungsmittelüberschüssen zu verhindern. Technische Produktivitätssteigerungen können dieses Flächenpotenzial erhöhen, Änderungen in der Agrarpolitik verringern. Eine weitgehende Ausrichtung der Landwirtschaft auf extensive und an ökologischen Richtlinien orientierten Produktionsverfahren und ein steigender Bedarf nach nachwachsenden Rohstoffen für stoffliche Nutzungen (beispielsweise im Wohnungsbau) würde das Potenzial für eine gezielte Energiepflanzenproduktion signifikant verringern.

Um die Effektivität des Anbaus von Energiepflanzen hinsichtlich ihres Flächenbedarfs zu optimieren, sollten Pflanzenarten mit einem möglichst geringen spezifischen Flächenbedarf (in qm) je erzeugter Brennstoffeinheit (GJ) angebaut werden. Der spezifische Flächenbedarf ist bei den biogenen Festbrennstoffen Getreide, Miscanthus und Kurzumtriebsholz (42-53 m²/GJ) im Schnitt nur halb so hoch wie bei der Bereitstellung von Rapsöl (91 m²/GJ). Noch schlechter sieht die Flächeneffizienz bei der Ethanol aus Zuckerrüben (325 m²/GJ) aus.

Wenn beispielsweise 3 % des derzeitigen fossilen Dieserverbrauchs durch Biodiesel aus Rapsöl substituiert werden sollen, bräuchte man hierfür rd. 600.000 ha Fläche. Wenn 6 % des Dieserverbrauchs ersetzt würden – dies entspricht in etwa dem jährlichen fossilen Dieserverbrauch der Landwirtschaft (1998: 1,67 Mio. t), wären hierfür rd. 1,7 Mio. ha Anbauflächen erforderlich. Dies entspricht rd. 14 % der Ackerfläche, also deutlich mehr als über die derzeitige Flächenstilllegungsregelung verfügbar wäre.

Für die Konditionierung (Sammlung, Verdichtung usw.) und Lagerung sind teilweise zusätzliche Flächen erforderlich, die ggf. zu befestigen sind. Der damit verbundene Flächenbedarf ist jedoch nicht signifikant.

Risikoarmut und Fehlertoleranz

Die Energieerzeugung aus Biomasse unterliegt weder zeitlichen noch räumlichen Restriktionen in der Verfügbarkeit, da die Biomasse eine Energiespeicherform darstellt, die problemlos gelagert und transportiert werden kann. Biobrennstoffe erlauben deshalb, wie die fossilen Brennstoffe, eine Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch, sie können nachfrageorientiert eingesetzt werden. Natürliche Standort- und Produktionsunterschiede, die ein geografisch heterogenes Aufkommen an energetisch nutzbarer Biomasse bedingen, können aufgrund der eingeschränkten Transportwürdigkeit von biogenen Festbrennstoffen jedoch zu einer regionalen Häufung von Bioenergie-Erzeugungsleistungen führen. Dies zeigt sich am länderspezifischen Anteil der Biomasseenergie, der im walddreichen Bayern und Baden-Württemberg deutlich höher ist als in den norddeutschen Bundesländern.

Naturbedingte jährliche Schwankungen in der Brennstoffversorgung können durch eine entsprechende Bevorratung oder durch Importe ausgeglichen werden. Im Gegensatz zu fossilen Brennstoffen können biogene Festbrennstoffe nicht in standardisierter Form über einen bestehenden und gut funktionierenden Markt bezogen werden. Die Versorgung einer Anlage, angefangen beim Einsammeln der Reststoffe bzw. Anbau der Energiepflanzen, über den Transport, die Zwischenlagerung, die Vorbehandlung bis zur Bereitstellung frei Anlage muß individuell geplant werden, um eine ausreichende und langfristige Brennstoffverfügbarkeit zu kalkulierbaren Preisen zu gewährleisten.

Biomasse kann sich bei schlechter Lagerung selbst entzünden bzw. entzündet werden. Die daraus resultierende Gefährdung ist aufgrund des dezentralen Charakters der Energieumwandlung und Brennstofflagerung jedoch lokal begrenzt.

Biomasse-Kraftwerke sind in ihrem Leistungsverhalten gut bekannt bzw. können weitgehend analog zu konventionellen fossilen Kraftwerken betrachtet werden. Sie sind ohne nennenswerte Probleme in die bestehenden technischen Strukturen integrierbar.

Umfassende Wirtschaftlichkeit

Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der energetischen Nutzung von Biomasse werden als Kriterien die Kosten je Energieeinheit, die Effizienz der Energieumwandlung, der Anteil an Kraft-Wärme-Kopplung und die Beschäftigungswirkung herangezogen.

Kosten je Energieeinheit

Die Bereitstellung von Strom über die Verbrennung von Biomasse kostet gegenwärtig zwischen rd. 80 und 160 DM/MWh_{el} bei Brennstoffpreisen von 100 DM/t. Die Stromgestehungskosten sind damit in den meisten Fällen noch weit entfernt von den Marktpreisen. Die Stromerzeugung aus Biomasse ist wirtschaftlich, wenn höhere Vergütungssätze (siehe EEG) gewährt werden oder der Brennstoff nichts kostet bzw. ein Entsorgungsentgelt mitbringt.

Für eine wirtschaftliche Biomassenutzung zur dezentralen Wärmeerzeugung bietet die Wärmebedarfsstruktur der bestehenden Nah- und Fernwärmenetze in Deutschland nur wenig wirklich interessante Standorte mit einer geeigneten Größe und einer hohen Zahl an Volllaststunden. Für einen umfangreichen Ausbau von Nah- und Fernwärmenetzen fehlen hierzu-lande die Voraussetzungen und Anreize.

Der Bereitstellungspreis von Biodiesel ist mit 0,65 bis 0,95 DM/l fast doppelt so hoch wie der Preis für Dieselkraftstoff (rd. 0,44 DM/l). Nur durch den vollständigen, zeit- und mengenmäßig unbefristeten staatlichen Verzicht auf die Mineralöl- und Ökosteuer wird es in Deutschland möglich, dass der Tankstellenabgabepreis von Biodiesel unter dem von Mineralöldiesel liegt. Die Kostensenkungspotenziale der Biokraftstofferzeugung sind unter Berücksichtigung produktions- und verfahrenstechnischer Fortschritte und auch im Falle einer verstärkten Herstellung von Biodiesel aus preiswerten biogenen Altölen und -fetten gering. Rapsöl, Biodiesel und andere Biokraftstoffe aus Pflanzen werden deshalb auf absehbare Zeit auf staatliche Fördermaßnahmen, beispielsweise in Form verringerter Mineralölsteuersätze, angewiesen sein, wenn sich das Preisniveau für fossiles Rohöl nicht deutlich und dauerhaft nach oben bewegt.

Effizienz

Die Effizienz der energetischen Nutzung von Biomasse ist insbesondere bei der Stromerzeugung noch wenig nachhaltig. Mit der technisch bewährten und weit verbreiteten Biomasseverbrennung mit nachgeschaltetem konventionellen Dampfkraftprozess, in dem die Stromerzeugung in einem Dampfmotor oder in einer Dampfturbine erfolgt, lassen sich nur niedrige elektrische Wirkungsgrade von 15 bis über 20 % erzielen. Bei einer Vergasung von Biomasse und der Gasnutzung in Gasmotoren oder Gasturbinen sind deutlich höhere Stromwirkungsgrade von etwa 22 bis 37 % zu erwarten. Noch höhere elektrische Wirkungsgrade von 25 bis 45 % können möglicherweise bei einer zukünftigen Gasnutzung in Brennstoffzellen auch in kleinen Einheiten und im Teillastbetrieb erreicht werden. Allerdings sind diese Verfahren noch (lange) nicht praxisreif.

Kraft-Wärme-Kopplung

Biomasse ist ein Energieträger, der durch Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) sehr hohe Gesamtwirkungsgrade und Jahresnutzungsraten erreichen kann. Es liegen verschiedene Konzepte (mit Dampfkraft- und ORC-Prozessen, Dampfmotoren, Stirlingmotoren und Vergasern) für eine Nutzung biogener Festbrennstoffe in KWK-Anlagen vor. Biomasse-KWK-Anlagen auf der Basis von Verbrennungsanlagen sind erprobt, zuverlässig und auf dem Markt verfügbar, erreichen jedoch über den Dampfturbinenprozess nur gering elektrische Wirkungsgrade, wodurch KWK-Anwendungen erst ab 10 bis 15 MW interessant werden. Durch die hohen elektrischen Wirkungsgrade von Gasmotoren und Mini-Gasturbinen auch bei kleinen Leistungen ist die Biomasse-Vergasungstechnologie für Biomasse-KWK besonders geeignet. Erprobte KWK-Anlagen auf der Grundlage von Biomassevergasern sind derzeit jedoch nicht am Markt erhältlich, da die Erzeugung eines ausreichend teerfreien Rohgases bislang von keinem der Verfahren zufriedenstellend gelöst werden konnte.

Durch das EEG und die ergänzende Biomasseverordnung wurden die wirtschaftlichen Hemmnisse, die einem Einsatz der Biomasse in KWK-Anlagen entgegenstehen, reduziert. Dennoch ist die KWK-Nutzung zur Strom- und Wärmeengewinnung bislang nur bei der Nutzung gasförmiger Bioenergieträger Stand der Technik. Vereinzelt werden auch flüssige Bioenergieträger (v.a. Rapsöl oder Biodiesel) zur dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt (Bsp. Biodiesel-BHKW im Deutschen Reichstag)

Planung, Bau und Betrieb einer Biomasse KWK-Anlage sind energiewirtschaftlich komplexer und schwieriger als bei anderen regenerativen Energieträgern, weil die Brennstoffversorgung

individuell erstellt werden muss, ein Standort mit hoher und übers Jahr gleichbleibender Wärmenachfrage benötigt wird und es keine Standard-Modultechnik von der Stange zu kaufen gibt. Biomasse-KWK-Anlagen stellen Mindestanforderungen an die Infrastruktur eines Standortes. Dabei sind die Möglichkeiten zum elektrischen Netzanschluss und die Einbindung in ein Wärmenetz bzw. an einen Wärmeverbraucher wichtiger als die Nähe zum Brennstoffaufkommen, da der Biobrennstofftransport über Entfernungen bis zu 100 km kaum Probleme bereitet. Das Fehlen eines Wärmenetzes stellt in vielen Fällen ein unüberwindbares Hemmnis bei der Realisierung einer Biomasse-KWK-Anlage dar.

Zurzeit wird die Biomasse überwiegend zur Wärmebereitstellung genutzt. Der Markt für Niedertemperaturwärme ist der gegenwärtig wichtigste Energieabnehmer für Biomasse in Deutschland und in der EU. Der größte Anteil der Biomasse entfällt dabei auf die häusliche Raumheizung. Vor allem in ländlichen Regionen von Ländern, in denen die Forstwirtschaft traditionell eine Rolle spielt, ist die Beheizung der Häuser mit Holz das bevorzugte Heizsystem. Infolge der durch das EEG gewährleisteten Vergütungssätze für Strom aus Biomasse steigt andererseits in jüngster Zeit die Anzahl an rein auf Stromproduktion ausgelegten Biomassekraftwerken. Biomasse-Heizkraftwerke werden in der Grundlastwärmeversorgung eingesetzt und wärmegeführt betrieben. Infolge der starken Konkurrenz durch fossile Energieträger (insbes. Erdgas) und des rückläufigen Raumwärmebedarfs durch die neue Wärmeschutzverordnung steht die leitungsgebundene Biomasse-Wärmeversorgung unter starkem Kostendruck.

Beschäftigungswirkung

Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist die Energieerzeugung auch aus Gründen der inneren Wertschöpfung und der Beschäftigungswirkung interessant. Die energetische Nutzung von Biomasse bietet neue, vielfältige Beschäftigungsmöglichkeiten insbesondere für strukturschwache ländliche Räume mit großen Biomasse-Produktionskapazitäten. Für die Landwirte ergeben sich durch den Anbau von Energiepflanzen, die Konditionierung, Lagerung und den Transport von Biobrennstoffen sowie die Verwertung der Aschen neue Perspektiven, ein zusätzliches Einkommen zu erwirtschaften. Die Bereitstellung biogener Festbrennstoffe und die Erzeugung von Biokraftstoffen ist arbeitsintensiv und führt zur Schaffung von Nettoarbeitsplätzen. Zwei Beispiele: Die zusätzliche Nutzung von einer Million Kubikmeter Holz würde beispielsweise zu 1.800 neuen Arbeitsplätzen führen. Die anvisierte Erhöhung des Biomasseanteils an der Energieversorgung der EU auf ca. 135 Mio. t RÖE würde insgesamt schätzungsweise 1,12 Mio. neue Arbeitsplätze schaffen.

Soziale Verträglichkeit

Die energetische Nutzung von Biomasse kann in Anlagen mit unterschiedlicher Prozesstechnik und Leistung, die von wenigen kW bis vielen MW reicht, erfolgen. Bioenergieträger sind – abgesehen von Pflanzenöl - diffus vorliegende, heterogene Energieträger mit geringer Energiedichte und damit Transportwürdigkeit. Biomasse eignet sich deshalb am besten zur dezentralen Energieversorgung im kleineren und mittleren Leistungsbereich. Biomasseanlagen werden in Deutschland aufgrund logistischer Beschränkungen selten eine Leistung haben, die über 20 bis 50 MW elektrisch hinausgeht. Bei Biogas liegen die typischen Anlagengrößen im Bereich von einigen 10 kW bis 1 MW elektrischer Leistung. Der Einsatz in Großkraftwerken ist nur als Zusatzbrennstoff interessant. Eine Ausweitung der energetischen Nutzung von Biomasse führt also zu einer deutlichen Erhöhung der Anzahl dezentraler Anlagen zur Energiebereitstellung.

Die energetische Nutzung von Biomasse kann zur Unabhängigkeit von überregionalen Energieversorgern und zu einer eigenständigen Regionalentwicklung ("mehr Geld bleibt in der eigenen Region und bei den Land- und Forstwirten") beitragen.

Größere Anlagen zur energetischen Nutzung von Biomasse können in der Bevölkerung jedoch auch auf Akzeptanzprobleme stoßen, insbesondere wenn dort „Abfallstoffe“ eingesetzt werden und die Biomassetransporte zur Anlage das Güterverkehrsaufkommen signifikant erhöhen. Ein weiteres potenzielles Akzeptanzhemmnis sind die Emission bei der Energieumwandlung, die im Gegensatz zu den anderen „zero emission“ Regenerativen stehen. Die Veränderung des Landschaftsbildes durch Anpflanzung von Biomasseenergieplantagen (z. B. schnellwachsende Pappeln in Monokultur) kann ebenfalls zur Ablehnung von Biomasseenergieanlagen beitragen.

Fazit

Als Fazit kann festgehalten werden, dass eine deutliche Erhöhung des Anteils von Bioenergie an der zukünftigen Energieversorgung dazu beitragen kann, die derzeitigen Nachhaltigkeitsdefizite der Energieversorgung voraussichtlich deutlich zu mindern. Strategien der effizienteren und rationelleren Energienutzung sind Voraussetzung, damit sich die anfänglich erforderlichen Aufwendungen zur Implementierung der Bioenergie in Grenzen halten und aus ihrem Einsatz ein ausreichend hoher Nutzen in hinreichend kurzer Zeit resultiert. Zielkonflikte mit anderen Nachhaltigkeitszielen können auftreten, so z.B. über eine Flächennutzungskonkurrenz zwischen der Nutzung von Biomasse als Energieträger und dem Flächenbedarf einer „nachhaltigeren“ Landwirtschaft. Die Verfahren der energetischen Nutzung von Biomasse sind, wie jede Technologie, also nicht von sich aus nachhaltig, sondern werden dies erst in einem gesellschaftlichen Nutzungskontext.

13.8 Exkurs: Regenerativer Stromimport über große Entfernungen

Die Fernübertragung von Gleichstrom (HGÜ) gewinnt bei großen Entfernungen zunehmend Bedeutung gegenüber der Drehstromübertragung (DHÜ). Folgende Vorteile sprechen für Gleichstrom [Häusler 1999].

- Stabiler Betrieb von Fernübertragungen auch bei Starklast
- Keine Übertragungsblindleistung
- Einfachere Organisation des Übertragungsbetriebes
- Niedrigerer Landschaftsverbrauch durch die Übertragungsleitungen
- Niedrigere Freileitungs- und Kabelkosten
- Tauglich zur Seekabelübertragung über mehr als 120 km Entfernung

Zwei Bipolleitungen mit etwa 2 x 4.000 MW Übertragungsleistung und einer Spannung von ± 600 kV können bei der HGÜ an 50 m hohen Masten installiert werden (**Abbildung 13.1**). Während bei einer gleichwertigen DHÜ eine 96 Meter breite Trasse notwendig wäre, genügt bei der HGÜ eine Trasse von 46 m Breite. Die größte Übertragungsleistung einer Bipolfreileitung wird durch die zulässige Ausfalleistung im angeschlossenen Drehstromnetz bestimmt, die derzeit in Westeuropa bei etwa 2.500 MW liegt. Technisch wäre es möglich, HGÜ-Bipole mit noch größerer Leistung auszulegen. Um die Versorgungssicherheit zu erhöhen, wird man aber vorzugsweise mehrere Leitungen parallel führen und abschnittsweise vermaschen. Die derzeitige Grenze der Übertragungsleistung liegt bei der HGÜ bei etwa 800 MW pro Kabel.

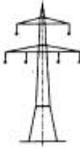
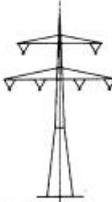
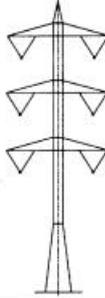
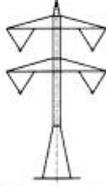
Übertragungsart Nennspannung	DHÜ 380 kV	DHÜ 750 kV	DHÜ 1.150 kV	HGÜ ±600 kV
Mastbild				
Leiterquerschnitt Al/St in mm ²	805 / 102	805 / 102	805 / 102	805 / 102
Zahl der Teilleiter	4	4	6	4
Anzahl der Leiter	2 x 3	2 x 3	2 x 3	2 x 2
Widerstandsbelag in Ω/km	0,009	0,009	0,006	0,009
thermische Grenzleistung in MW	2 x 3.812	2 x 7.015	2 x 16.120	2 x 6.500
Übertragungsleistung bei 1 A/mm ² in MW	2 x 2.121	2 x 4.187	2 x 9.630	2 x 3.860
Verluste bei 1 A/mm ² in kW/km	2 x 280	2 x 280	2 x 421	2 x 187
relative Verluste pro 1.000 km bei 1 A/mm ²	13,2 %	6,7 %	4,4 %	4,8 %

Abbildung 13.1: Kenndaten von Freileitungen bei DHÜ und HGÜ [Quaschnig 1999]

Die größten Übertragungsentfernungen mit Gleichstrom wurden bisher mit fast 2.000 km Entfernung als Zweipunktverbindungen über Land realisiert. Bei etwa 5.000 km Entfernung entstehen mit der heutigen Technik Verluste von etwa 20–25 %. Bei Freileitungen sind heute Spannungen von ± 800 kV möglich, einpolige Seekabel sind bis 500 kV verfügbar. Die Übertragungskosten liegen in der Größenordnung von etwa 1 Pf/kWh pro 1.000 km Entfernung, sind aber wegen der Übertragungsverluste abhängig von den jeweiligen Gestehungskosten der übertragenen Energie [Häusler 1999]. Eine der längsten in Betrieb befindlichen HGÜ verbindet die Kupferregion Shaba in Zentralafrika über 1.700 km Länge mit dem Inga Wasserkraftwerk am Kongo. Das 2.000 MW Wasserkraftwerk in Cahorra Bassa in Südafrika versorgt über eine Entfernung von 1.400 km ein Industriegebiet in Pretoria. Eine 2.000 MW-Verbindung zwischen Quebec und Neu-England läuft 1.500 km über Land und überquert den St. Lorenz Strom in Kanada. Auf den Philippinen verbindet eine HGÜ-Leitung ein Geothermiekraftwerk mit 440 MW Leistung über 430 km mit der Hauptstadt Manila [ABB 1999].

Auch in Europa bestehen zahlreiche HGÜ-Verbindungen, unter anderem das Baltic Cable zwischen Schweden und Deutschland mit 600 MW Übertragungsleistung, ±450 kV Spannung und 250 km Länge. Die derzeit höchste Spannung von ±600 kV wird in der 785 km langen Leitung des Itaipu Staudamms in Brasilien eingesetzt. Zwei Trassen mit je etwa 3.000 MW Leistung versorgen über 800 km Entfernung die Stadt Sao Paulo. Eine 3.000 MW HGÜ verbindet seit 1990 Delhi mit einem 814 km entfernten Kohlekraftwerk in Uttar Pradesh [ABB 1999]. In China ging 1990 das Ge-Sha Projekt in Betrieb, das Shanghai mit dem 1.000 km entfernten Wasserkraftwerk Gezhouba am Yang-Tse Fluss verbindet. Eine 1.800 MW, ±500 kV HGÜ wird zzt. zwischen dem Wasserkraftwerk Tianshengqiao und dem 1.000 km entfernten Ort Guangzhou Beijiao in der Nähe von Peking gebaut [Siemens 1999]. Eine weitere 6.000 MW Verbindung von Kasachstan nach Zentral-Russland über eine Entfernung von 2.500 km ist derzeit ebenfalls im Bau.

Insgesamt sind weltweit etwa 40 GW Leistung in insgesamt 55 HGÜ-Projekten realisiert (**Abbildung 13.2**). HGÜ wird schon heute im wesentlichen zur Übertragung regenerativ erzeugten Stroms, insbesondere aus Wasserkraft und Geothermie genutzt (**Tabelle 13.1**). Auch wurde HGÜ bereits für die Erschließung von Windparks auf Gotland eingesetzt [ABB 1999]. Einige der beschriebenen großen Wasserkraftprojekte, die erst durch HGÜ überhaupt erschlossen werden konnten, sind weltweit stark umstritten. Trotzdem ist der Einsatz dieser ausgereiften Technologie für den regenerativen Stromimport über große Entfernungen in vielen Ländern bereits Stand der Technik; ihre Bedeutung dürfte in Zukunft noch wachsen.

Tabelle 13.1: Einige ausgewählte HGÜ-Verbindungen [ABB 1999]

Bezeichnung	Cahorra Bassa	Itaipu	New Zealand	Baltic Cable	Leyte-Luzon
Leistung MW	1.930	2 x 3.150	560	600	440
Quelle/Zweck	Wasserkraft für Industriegebiet in Pretoria	Wasserkraft für Sao Paulo	Wasserkraft aus dem Süden für Ballungsgebiete im Norden	Netzverbund Deutschland-Schweden, statt Kraftwerkszubau	Geothermiestrom für Manila
Spannung kV	± 533	± 600	-350	450	350
Landkabel km	1.420	785 + 805	575	12	433
Seekabel km	0	0	42	250	19
Betrieb seit	1977	1984-87	1992	1994	1997

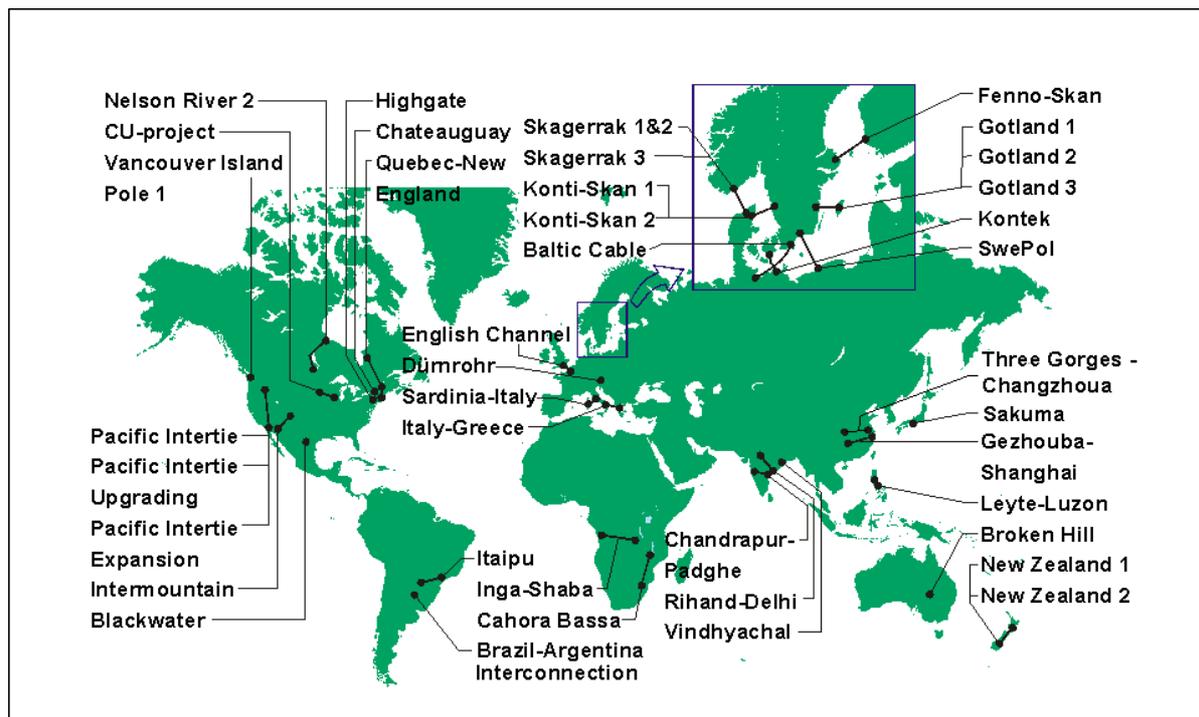


Abbildung 13.2: Weltweit existierende HGÜ-Verbindungen [ABB 1999]

Trassen können in ökologisch bedeutsamen Gebieten zu einer Verringerung der Population bestimmter Arten führen. Dies ist im wesentlichen auf Flächenverbrauch und Störung des ökologischen Gleichgewichts durch Zerschneidungseffekte zurückzuführen. In ökologisch weniger bedeutsamen Gebieten wie z.B. Waldmonokulturen und Äckern kann eine solche

Trasse hingegen sogar eine Bereicherung darstellen, da sie neue ökologische Nischen und Ruhezone darstellt [Jarass 1989]. Die Hochspannungsleitungen stellen eine Beeinträchtigung des Vogelflugs und eine Gefahr für die Vögel durch Stromschlag und Drahtanflug dar. Hochspannungsleitungen sollten deshalb parallel zu Vogelfluglinien angeordnet werden was im Prinzip bei einem Süd-Nord-Verbund gegeben wäre. In ökologisch bedeutsamen Gebieten sollten Erdkabel statt Oberleitungen gelegt werden, wobei in diesem Fall auf mögliche Einwirkungen auf den Wasserhaushalt zu achten ist.

Eine weitere ökologische Belastung tritt beim Eintrag von Schwermetallen im Boden durch Rostschutzfarben an den Hochspannungsmasten auf. Moderne Masten sind gewöhnlich feuerverzinkt, mit einer wesentlich besseren Beständigkeit der Schutzschicht und ohne Zusatz von weiteren Schwermetallen.

Hochspannungsleitungen stellen grundsätzlich eine Beeinträchtigung des Landschaftsbildes und des Erholungswertes der Landschaft dar und sollten - auch wegen der elektromagnetischen Felder - in einer gewissen Entfernung von Siedlungen verlaufen. Die Widerstände in der Bevölkerung gegen Hochspannungsleitungen haben deshalb in den europäischen Ländern in den letzten Jahren deutlich zugenommen. Allerdings ging es hier um die weitere Verbreitung und bessere Auslastung im wesentlichen fossiler und nuklearer Elektrizitätswerke. Hier wird ein mäßiger und umweltverträglicher Ausbau solarer Süd-Nord-Verbundleitungen mit deutlichen Vorteilen für die Umwelt und die Gesellschaft zu rechtfertigen sein. Die europäische Gesetzgebung ist dabei voraussichtlich in der Lage, die Umweltverträglichkeit dieser Anlagen zu sichern.

Die Importabhängigkeit von Ländern, die heute zum Teil durchaus als sozial, politisch oder wirtschaftlich wenig stabil eingestuft werden können, ist bei einem Süd-Nord-Verbund ebenso wie mögliche Gefahren durch Terrorismus und nationale bewaffnete Konflikte zu beachten. Auf der anderen Seite wird solch eine Maßnahme in hohem Maße mit zur Stabilisierung der Region Nordafrika und deren Beziehung zu Europa beitragen.

14 Möglichkeiten und Voraussetzungen eines Ausbaus regenerativer Energien im Gesamtsystem

14.1 Zeitliche Struktur und Verfügbarkeit der Angebotspotenziale im Strombereich

Ein häufig zitiertes Argument, um die Notwendigkeit großer Grundlastkraftwerke auf Kohle- und Kernenergiebasis zu begründen lautet: Regenerative Energiequellen sind dispers, fluktuierend und unvorhersehbar und daher nicht für die Deckung der Grundlast geeignet.. Dabei wird jedoch außer Acht gelassen, wie Grundlast eigentlich entsteht, nämlich aus der Summe vieler disperser, fluktuierender und unvorhersehbarer Verbraucher.

Die Anpassung der elektrischen Last unserer tagaktiven Gesellschaft an große Grundlastkraftwerke stellt sogar ein besonderes Problem dar, das bisher durch große und leistungsfähige Verbundnetze gelöst wurde, die entsprechende Ausgleichsmöglichkeiten schaffen. Zusätzlich decken Spitzenlastkraftwerke und Pumpspeichieranlagen ausgeprägte Spitzen nachfragen ab. Außerdem wurde der Stromverbrauch teilweise auf Grundlast „getrimmt“, u.a. durch eine entsprechende Tarifgestaltung für Nachtstrom, speziell für Nachtspeicherheizungen (**Abbildung 14.1**).

Fluktuationen der REG, insbesondere der Tag-Nacht-Zyklus der Sonnenenergie, können durchaus mit dem Bedarf moderner und anspruchsvoller Industriegesellschaften in Einklang gebracht werden. Verbessern lässt sich die Anpassung der elektrischen Last und des REG Angebotes durch folgende Maßnahmen:

- Vergleichmäßigung des REG-Angebots durch großflächige Nutzung der REG in Verbundnetzen
- Vergleichmäßigung des REG-Angebots durch Nutzung unterschiedlicher REG
- Verbesserung des REG-Angebotsprofils durch Stromimport aus verschiedenen REG
- Zeitliche Lastverschiebungen zur Anpassung an das REG-Angebot, insbesondere auch die Rücknahme der derzeitigen Lastverschiebungen in Richtung Grundlast
- Schnell regelbare Kraftwerke als Reservekapazität auf fossiler Energiebasis (Gas, Öl) oder langfristig auf der Basis regenerativ erzeugter chemischer Energieträger
- Einsatz von Energiespeichern

Die tagsüber entstehenden Lastspitzen korrelieren im Prinzip gut mit dem Angebot an Sonnenenergie. Die Deckung der Grundlast erfordert, analog zu ihrer Entstehung, die Kombination vielfältiger, großflächig verteilter, wenig korrelierter Quellen, die in ihrem Zusammenspiel eine möglichst ähnliche, gleichmäßige Leistungscharakteristik aufweisen. Wichtig ist dabei ein ausgewogenes Verhältnis der verschiedenen REG-Anteile. Bei einem starken Ausbau der REG werden in zunehmendem Maße weniger herkömmliche Grundlastkraftwerke als vielmehr schnell regelbare, mit fossilen und/oder regenerativen Energieträgern (Gas) befeuerte Kraftwerke gebraucht werden, um die Deckungslücken zwischen Last und REG-Angebot füllen zu können.

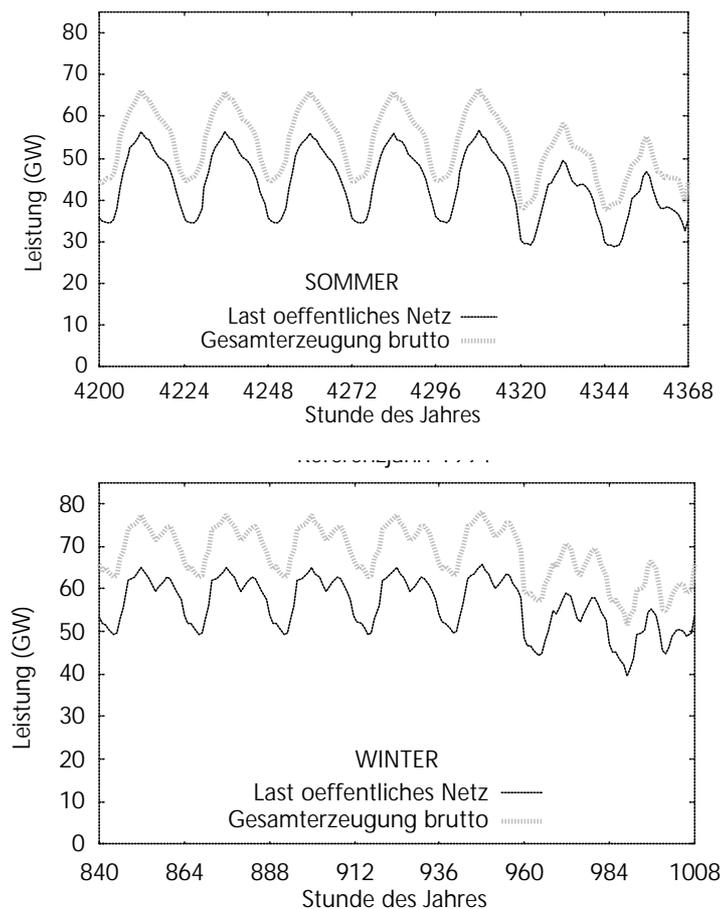


Abbildung 14.1: Last im Sommerhalbjahr (oben) und im Winterhalbjahr (unten) im öffentlichen Netz und Bruttostromerzeugung im Gesamtnetz für das Referenzjahr 1994 [Langniß et al. 1998]

Abbildung 14.2 zeigt als Beispiel für die Reichweite aktiver Anpassungsmöglichkeiten den Grad der Selbstversorgung deutscher Windenergieerzeuger als Funktion des Verhältnisses von Stromproduktion und Stromnachfrage. Dabei zeigen sich zwei grundlegende Zusammenhänge:

1. Volle Deckung ist bei Einzelanlagen und -verbrauchern trotz hoher Überkapazitäten nicht zu erreichen, der große Durchschnitt der Anlagen erreicht ohne Überschusskapazitäten nur 40 % und selbst bei einem 10-fachen Stromüberschuss nur etwa maximal 70 % Deckung.
2. In Einzelfällen, in denen sich die Verbraucher rigoros an das Energieangebot anpassen, ist selbst ohne nennenswerte Überschusskapazität eine bis zu 90 %ige Lastdeckung sogar bei Einzelanlagen möglich.

Damit wird am Beispiel von Einzelanlagen zur Windstromerzeugung die Bandbreite der Anpassungsmöglichkeiten von Energieverbrauch und REG-Erzeugung deutlich.

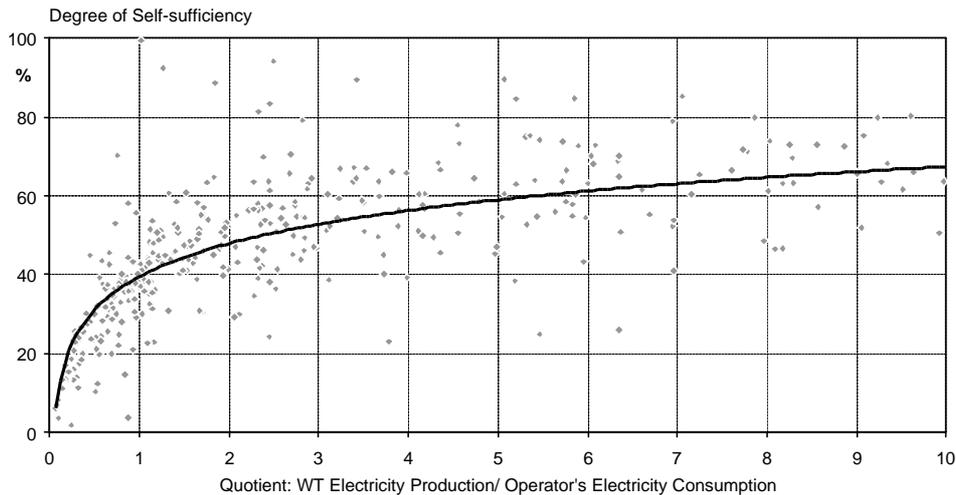


Abbildung 14.2: Grad der Selbstversorgung durch Windkraft als Funktion der Überschusskapazität [ISET 1998]

14.1.1 Zeitliche Verfügbarkeit der technischen Angebotspotenziale im Inland

Eine stark fluktuierende Charakteristik weisen die Windkraft und die Sonnenenergie auf, mit stochastischen Schwankungen bei der Windkraft und beim Wolkendurchgang im Fall der Sonnenenergie (**Abbildung 14.3**). Unvorhersehbar sind die Erträge nur innerhalb kurzer Zeiträume, der typische jahreszeitliche Verlauf beider Ressourcen und der Tagesgang bei der Sonne dagegen sind regelmäßige Fluktuationen. In unseren Breiten ist im Winter ein stark reduziertes Strahlungspotenzial und ein deutlich erhöhtes Windkraftpotenzial gegenüber den Sommermonaten zu verzeichnen. Laufwasserkraft und die Biomasse haben ebenfalls typische jahreszeitliche Zyklen, schwanken aber im kurzzeitigen Einsatz kaum (**Abbildung 14.4**). Laufwasserkraftwerke zeigen aufgrund der Schneeschmelze ein deutliches Leistungsmaximum im Frühjahr und Frühsommer. Frische Biomasse (Energiepflanzen) entwickelt sich in den Sommermonaten und wird im Herbst geerntet. Holz, Biogas und biogene Abfallstoffe fallen dagegen ganzjährig an. Geothermiekraftwerke können konstant im Grundlastbetrieb gefahren werden.

Über die jahreszeitlichen Zyklen hinaus kann das Energieangebot aus REG auch von Jahr zu Jahr unterschiedlich sein. So können z.B. Trockenjahre geringe Erträge bei der Biomasse und Wasserkraft zur Folge haben, auf der anderen Seite aber hohe Erträge aus der Sonnenenergie liefern (**Abbildung 14.5**).

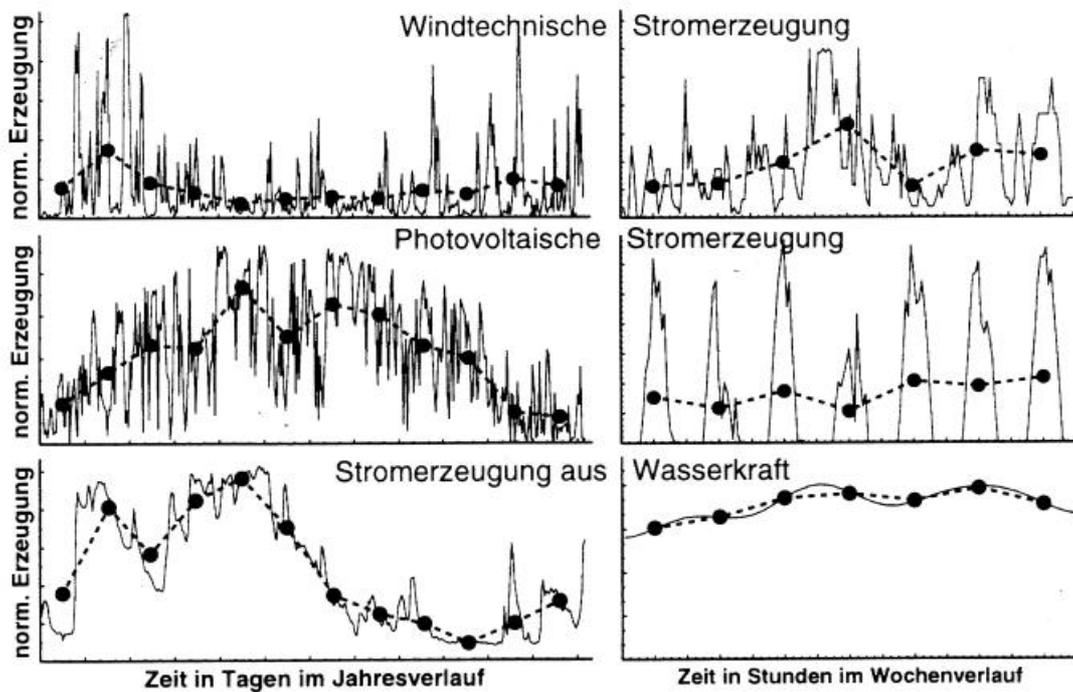


Abbildung 14.3: Beispiele der Jahres- und Wochengänge einer windtechnischen, wassertechnischen und photovoltaischen Stromerzeugung in Deutschland. Für den Jahresgang wurden Tagesmittelwerte, für den Tagesgang Stundenmittelwerte verwendet. Die hervorgehobenen Punkte stellen die entsprechenden Monats- bzw. Tagesmittelwerte dar [Kaltschmitt und Wiese 1997]

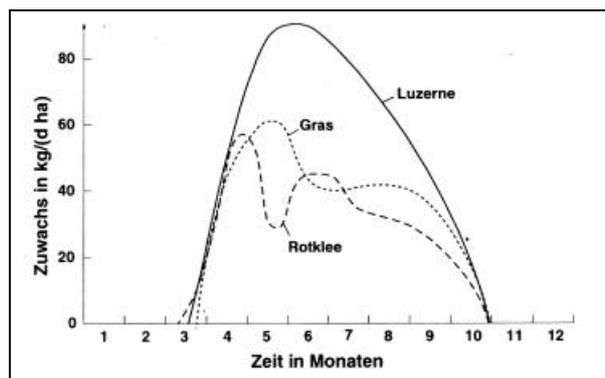


Abbildung 14.4: Biomassezuwachs verschiedener Feldfutterpflanzen [Kaltschmitt 1997]

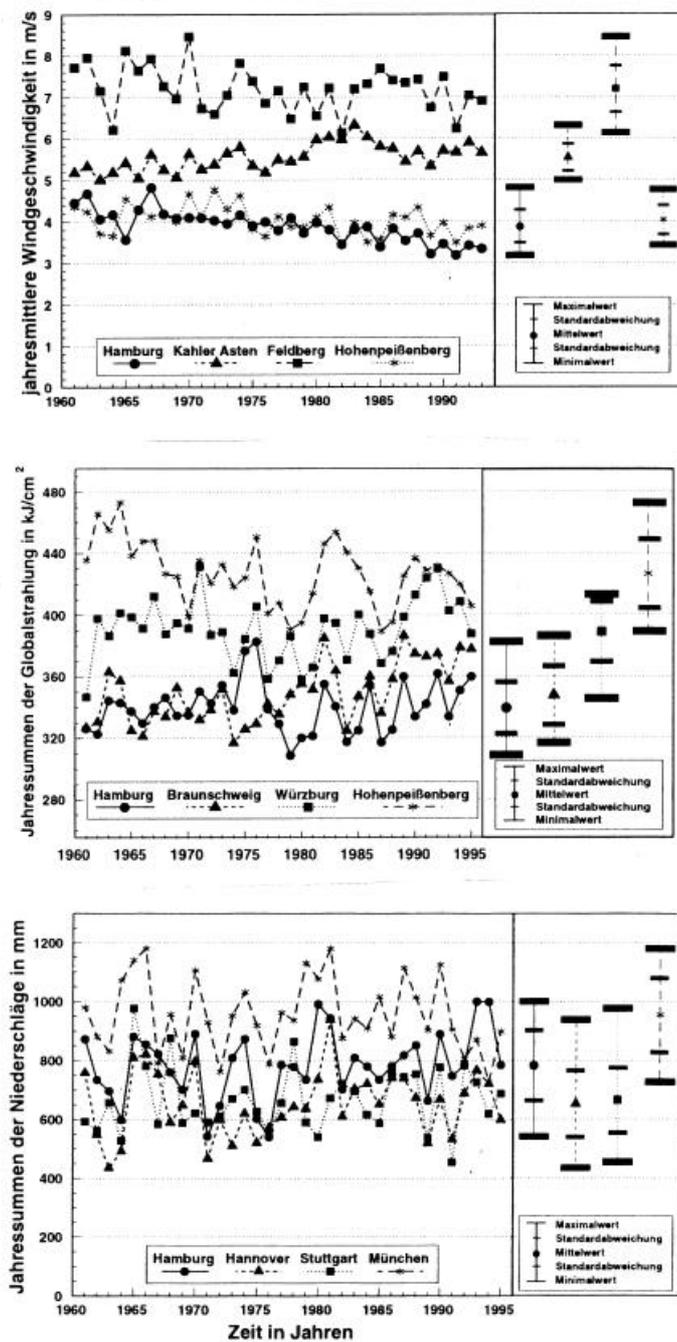


Abbildung 14.5: Globalstrahlung, Windgeschwindigkeiten und Niederschläge an verschiedenen Standorten zwischen 1960 und 1995 [Kaltschmitt und Wiese 1997]

14.1.2 Zeitliche Verfügbarkeit der im Ausland zugänglichen REG-Potenziale Stromimport aus Photovoltaik

Der Import von photovoltaisch erzeugtem Strom aus Nordafrika wurde vom ISE/DLR im Rahmen einer Studie [Langniß 1998] mit stündlicher Auflösung modelliert. Die angenommene installierte PV-Nennleistung war 90 GW für die PV im Inland und 30 GW für den PV-Import. **Abbildung 14.6** zeigt im Vergleich zu inländischen PV Anlagen die deutlich gleichmäßigere Auslastung über das Jahr. PV-Anlagen erreichen in Deutschland zwischen 700 und 1.100, in Nordafrika etwa 1.700 Vollaststunden pro Jahr. (Vollaststunden = im Jahr erzeugte Gesamtenergie in MWh/installierte Leistung in MW).

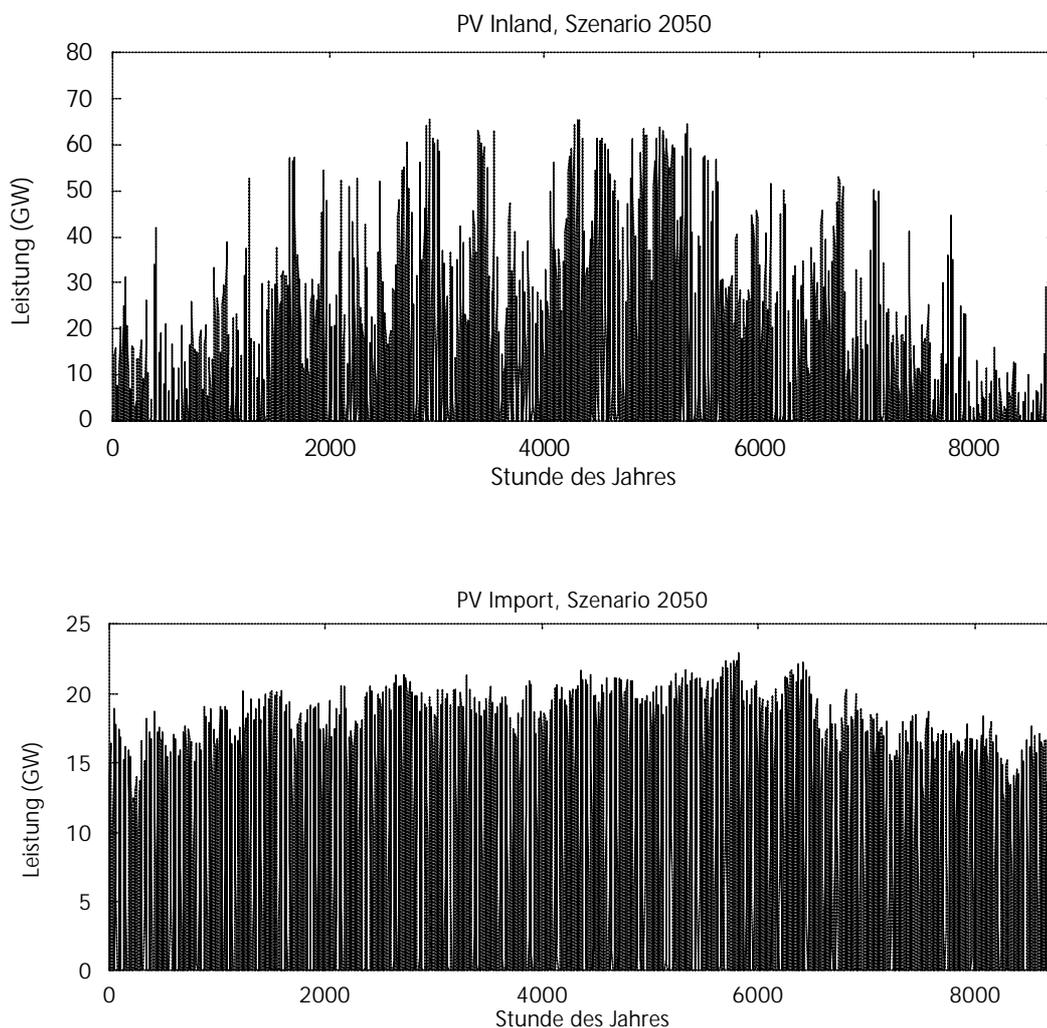


Abbildung 14.6: Modellzeitreihe (Stundenmittelwerte) der PV-Leistung aus Inland (oben) und Import (unten) für ein Szenario des ISE/DLR bis 2050 [Langniß et al. 1998]

Stromimport aus solarthermischen Kraftwerken

Die Kraftwerke bestehen primärseitig aus dem Solarfeld und dem Konverter zur Aufheizung eines Speichermediums, einem thermischen Speicher³ und sekundärseitig aus der Turbinen- und Gene­rator­einheit. Die Systeme werden so gesteuert, dass mit der Entladung der thermischen Speicher und damit mit der Stromerzeugung erst einige Stunden nach der Leistungserzeugung der solarthermischen Anlagen begonnen wird. Die maximale Leistungsabgabe wird dabei so eingestellt, dass im Sommer nur wenig Energie durch Speicherüberlauf verloren geht. Im Winter wird die Leistungsabgabe auf 60 % der Nennleistung gedrosselt, um das Profil der Energieabgabe über den Tag zu strecken (**Abbildung 14.7**). Unter diesen Modellannahmen erreichen die solarthermischen Systeme eine Auslastung von 5.450 Vollaststunden pro Jahr. Zur Erzielung dieser Auslastung muss die thermische Leistung des Solarfeldes etwa das Dreifache derjenigen der Turbine betragen.

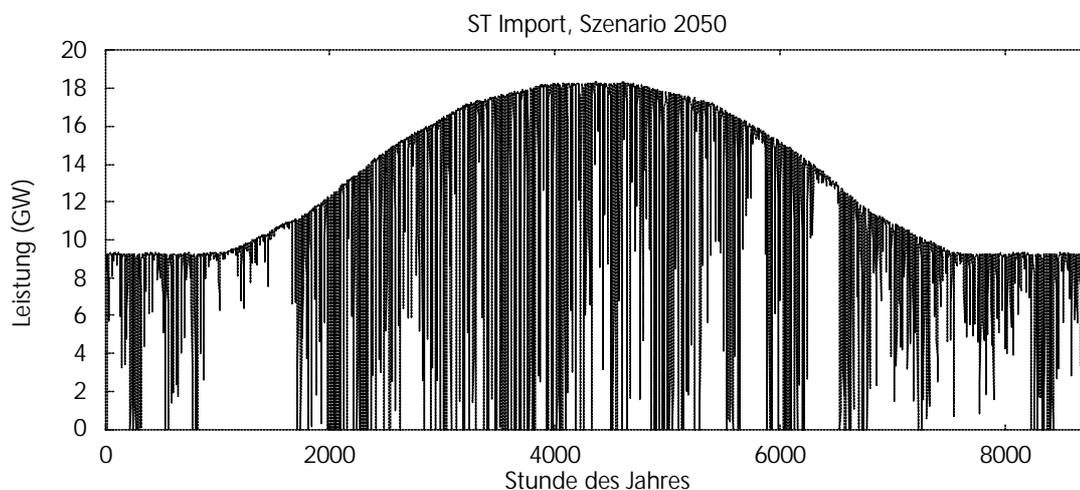


Abbildung 14.7: Modellzeitreihe der importierten Leistung aus solarthermischer Stromerzeugung für ein Szenario des ISE/DLR [Langniß et al. 1998]

Dank des Speicherbetriebs können in dieser Fahrweise bereits nennenswerte Zeiträume im Dauerbetrieb überbrückt werden, ohne dass die Kraftwerke abgeschaltet werden müssen. Zwar ist auch hier noch ein saisonales Profil der solaren Erzeugung zu erkennen, aber deutlich weniger markant als bei solarer Stromerzeugung in unseren Breiten.

Das Beispiel zeigt nur eine von vielen Möglichkeiten für den solarthermischen Kraftwerksbetrieb. Die thermische Speicherung der Sonnenenergie erlaubt eine Vielzahl von Regelungsmöglichkeiten zur Anpassung an den jeweiligen Kraftwerksverbund.

³ Derzeit werden solarthermische Kraftwerke im Hybridmodus gefahren; der thermische Speicher wird durch die Zuführung fossiler Energie ersetzt. Längerfristig kann, entsprechend sich verändernder Kostenrelationen, die fossile Energie durch die (derzeit noch teureren) thermischen Speicher ersetzt werden.

Stromimport aus Windkraft

Als Importquellen aus Windkraft kommen vor allem Offshore- und Küstenstandorte in Europa, Island und Skandinavien sowie Standorte in Nordwestafrika in Frage.

Die europäischen Offshore-Standorte zeigen das in **Abbildung 14.8** (Mitte) dargestellte typische saisonale Windprofil mit einer deutlichen Zunahme der Erträge im Winter [Czisch 1999-1]. Genau gegenläufig (Abbildung 14.8, oben) verhalten sich die Starkwindstandorte in Nordwestafrika, so dass im Verbund ein deutlich geglättetes und ausgeglicheneres Jahresprofil entsteht (Abbildung 14.8, unten). Sowohl die saisonalen Schwankungen als auch die kurzzeitigen Amplituden werden bei der kombinierten Nutzung beider Ressourcen deutlich geringer. Dabei wurde ein Mix aus 2/3 Windkraft aus europäischen Standorten und 1/3 Windkraft aus dem Maghreb angenommen.

Interessant sind diese Aspekte im Rahmen der Überlegungen zu einem regenerativen Stromimport aus Solarkraftwerken in Nordafrika und aus Geothermie und Wasserkraft aus Island und Skandinavien, da durch die zusätzliche Nutzung von Windkraft an diesen Standorten gegebenenfalls eine noch weiter verbesserte und damit wirtschaftlichere Auslastung der Übertragungsleitungen und ein insgesamt ausgeglicheneres zeitliches Profil der REG-Leistung im deutschen Netz erreicht werden kann. Mögliche zeitliche Korrelationen mit dem Angebot aus anderen REG wie z.B. der Solarenergie sind dabei allerdings ebenfalls zu berücksichtigen.

Stromimport aus Wasserkraft und Geothermie

Gute Standorte in Island und Norwegen können im Prinzip über das ganze Jahr hinweg die volle installierte Leistung liefern. Dies wirkt sich günstig auf die wirtschaftliche Auslastung der Übertragungsleitungen aus. Auf der anderen Seite könnte ein Teil des Importstroms zum Ausgleich von Schwankungen aus Wind- und Sonnenenergie eingesetzt werden. Der Einsatz zur Spitzenlastdeckung würde in diesem Fall wirtschaftlich mit Energiespeichern und fossilen Reservekraftwerken konkurrieren.

Auch für den Stromimport wären mögliche Kombinationen von REG im Hinblick auf eine gleichmäßigere Auslastung der Netze möglich (z.B. Wasserkraft, Sonnen- und Windenergie aus Afrika oder Geothermie, Wasserkraft und Windenergie aus Island). Bisher liegen Untersuchungen zu dieser Thematik nur in Ansätzen vor.

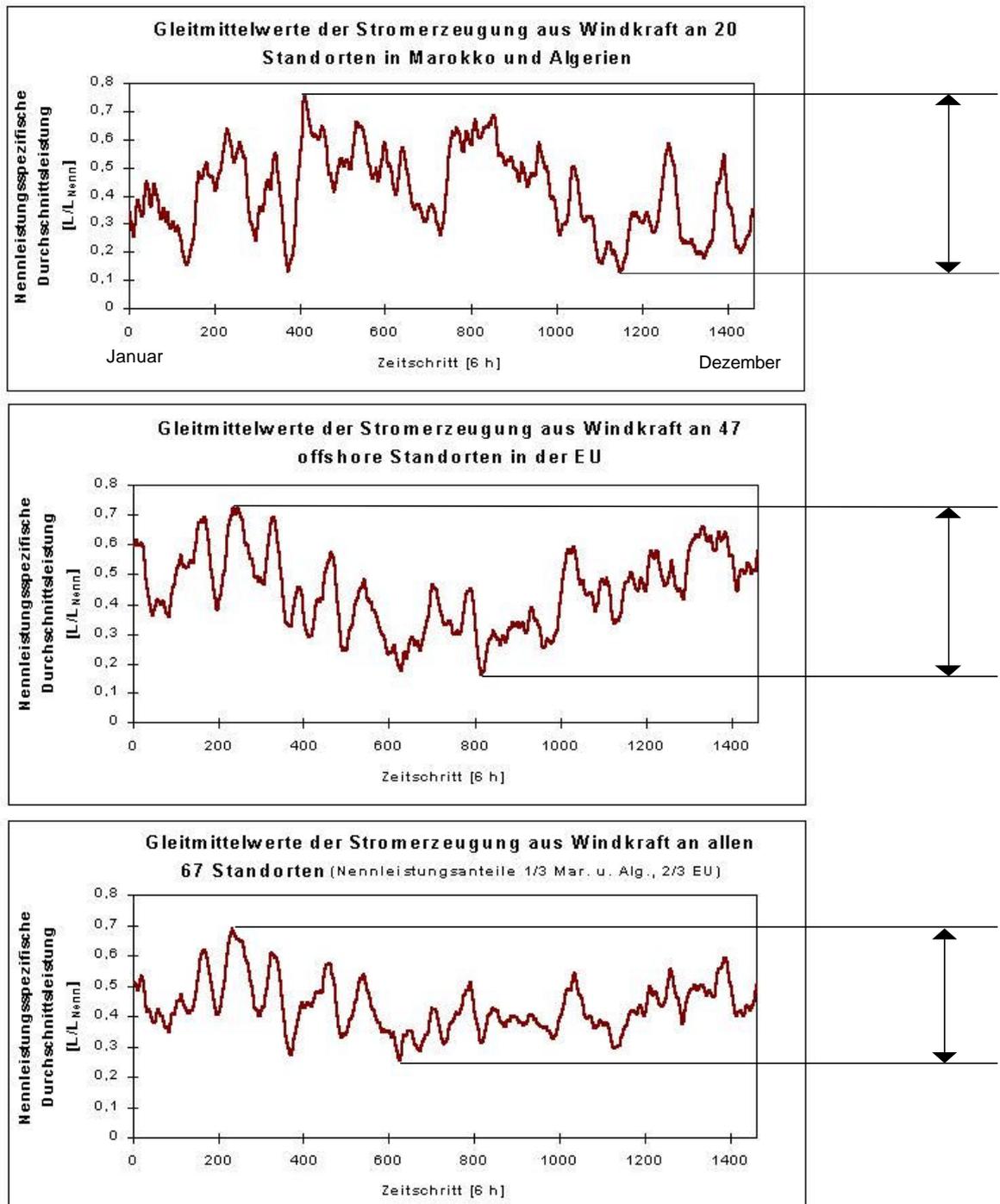


Abbildung 14.8: Gleitende Mittelwerte der Stromproduktion aus WKA an europäischen Offshore-Standorten, an westafrikanischen Binnenlandstandorten und im Verbund. 7-Tage-Mittelwerte [Czisch 1999-1]

14.1.3 Ausgleichs- und Vergleichmäßigungseffekte

Ausgleichseffekte durch großflächige REG-Nutzung

Schwankungen im Sekunden- und Minutenbereich sind bei einer größeren Zahl von Photovoltaikanlagen mit Abständen von nur wenigen Kilometern bereits nicht mehr korreliert (**Abbildung 14.9** und **Abbildung 14.10**). Stundenmittelwerte werden daher generell als ausreichend für die Berechnung größerer Verbundstrukturen angenommen. Ähnliches gilt für größere Zusammenschlüsse von Windkraftanlagen und Windparks (**Abbildung 14.11**), [Quaschnig 1999, Edwin 1996, Steinberger 1993, Langniß 1998, ISET 1999, Ernst 1999].

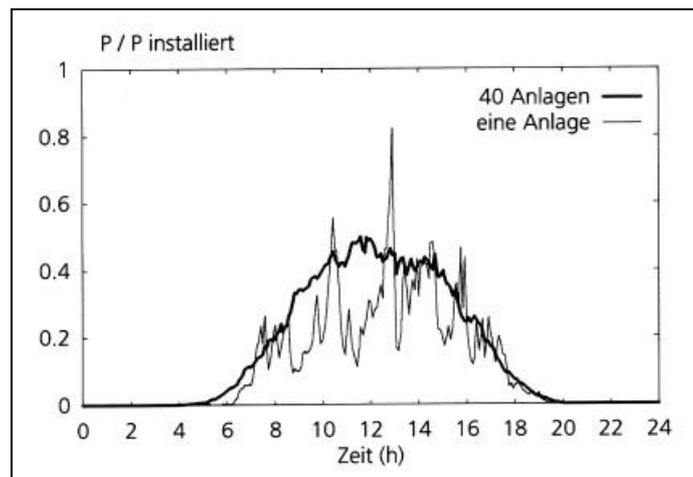


Abbildung 14.9: Leistungsfluktuationen einer Einzelanlage und von 40 PV-Anlagen im 1.000-Dächer-Programm (Messreihen in 5-minütiger Auflösung) [Langniss et al. 1998]

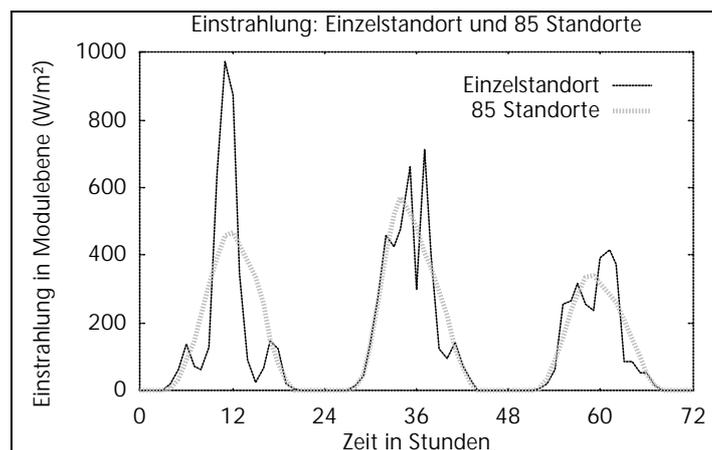


Abbildung 14.10: 3-tägiger Ausschnitt aus der Zeitreihe eines Einzelstandortes und aus der Summenzeitreihe der Einstrahlung in Modulebene von 85 Messorten. Die Einzelzeitreihen entstammen den Intensivmessungen im Rahmen des 1.000-Dächer-Programms; verwendet wurden die Datensätze des Jahres 1995 [Langniss et al. 1998]. Es ist deutlich die Glättung des Strahlungsverlaufes zu erkennen

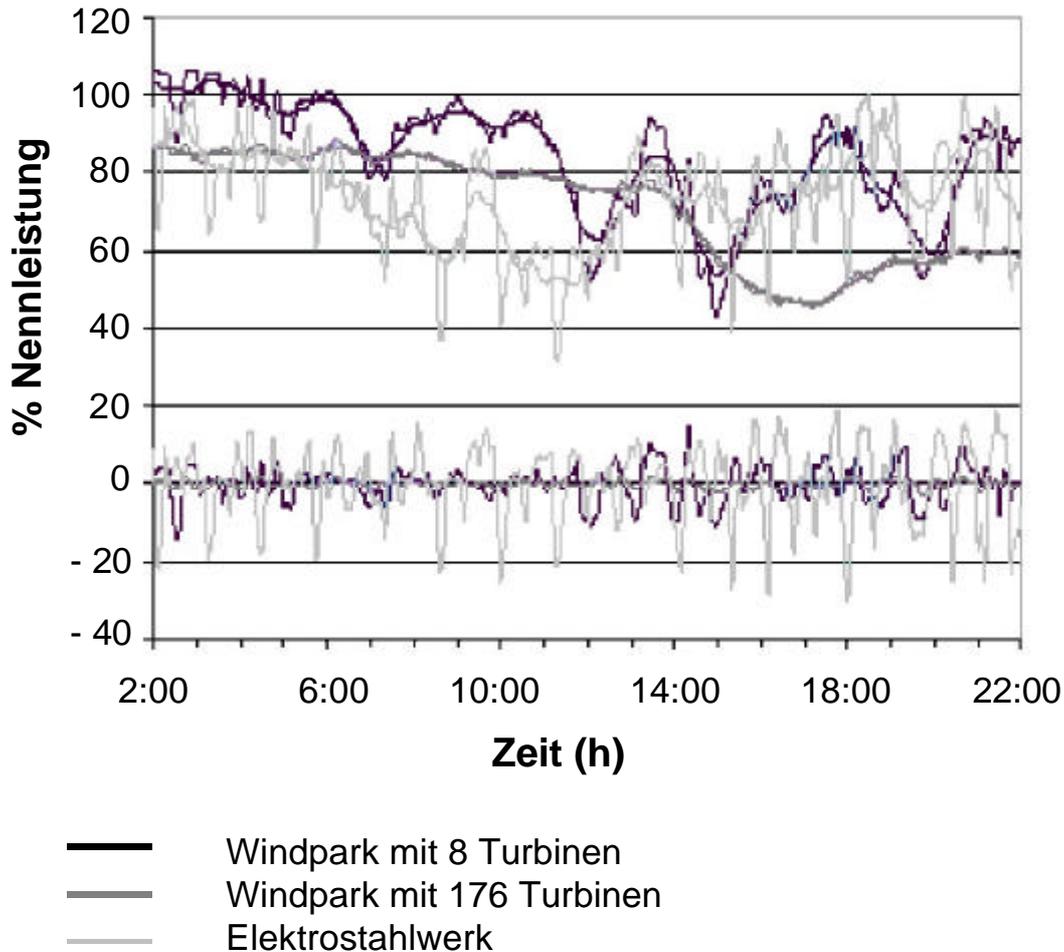


Abbildung 14.11: Leistung und Gleitmittelwert (oben) sowie Regelungsbedarf (unten) für zwei Windparks mit 8 bzw. 176 WEC im Vergleich zum relativen Lastgang eines typischen Elektrostahlwerks etwa gleicher Größenordnung. Messreihen in 5-minütiger Auflösung [Ernst 1999]

Abbildung 14.12 zeigt die Wahrscheinlichkeit von Änderungen der Leistungskapazität für insgesamt 1496 Windkraftanlagen in Deutschland [ISET 1998]. Dabei zeigt sich eine etwa 25 %ige Wahrscheinlichkeit für einen Gradienten der Leistungsabgabe von nur etwa $\pm 1\%$ pro Stunde (4 Stunden: $\pm 4\%$, 12 Stunden: $\pm 12\%$). Die maximal registrierte Leistungsänderung im Einstundenintervall war etwa $-23\%/h$ bzw. $+14\%/h$. Die Wahrscheinlichkeit der Änderungen und die Leistungsänderung selbst wird mit dem Betrachtungsintervall kleiner, d.h. höhere Gradienten sind in einem großen, räumlich verteilten Windkraftwerkspark in Deutschland nicht zu befürchten. Dagegen wurden bei Einzelanlagen Gradienten von bis zu $80\%/h$ gemessen.

Dies zeigt eindrücklich, dass eine größere Anzahl von Einzelanlagen und deren räumliche Verteilung Ausgleichseffekte hervorrufen, die die zeitlichen Fluktuationen und den Regelbedarf im Netz gegenüber Einzelanlagen stark vermindern. Größere Windparks weisen demnach bereits geringere Fluktuationen auf als typische elektrische Großverbraucher wie z.B. das in Abbildung 14.11 gezeigte Stahlwerk.

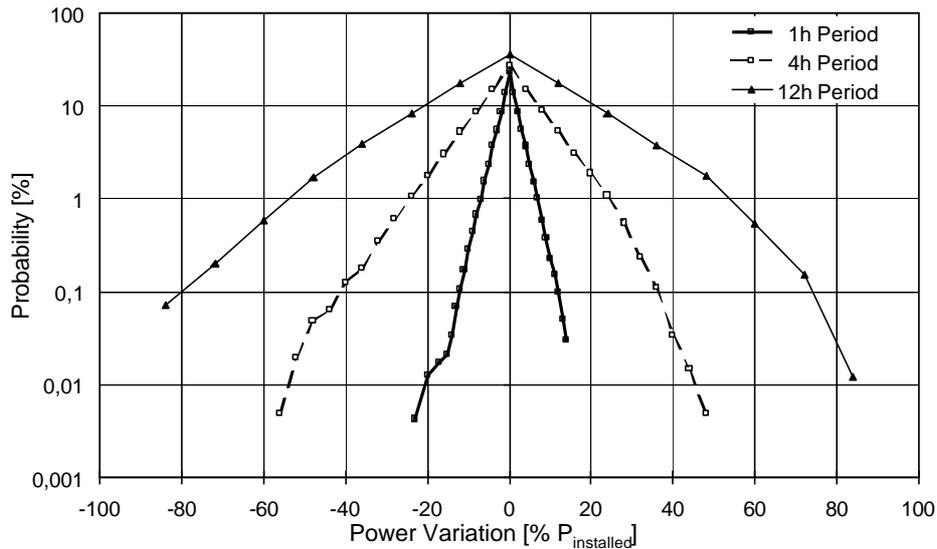


Abbildung 14.12: Wahrscheinlichkeit von Änderungen der kumulierten Leistung von 1496 Windkraftanlagen in Deutschland als Funktion der Betrachtungsperiode [ISET 1998]

Ausgleichseffekte durch Nutzung unterschiedlicher REG

Verschiedene Untersuchungen beschäftigen sich bisher mit der kombinierten Nutzung verschiedener regenerativer Energiequellen im Verbund. [Kaltschmitt und Fishedick 1995] definieren zu diesem Zweck ein Modellnetz mit einer Leistung von etwa 3 GW und berechnen eine kostengesteuerte Kraftwerkseinsatzplanung, während [Langniß et al. 1998] und [Quaschnig 1999] das gesamte deutsche Verbundnetz zugrundelegen, eine Bilanzierung der Erzeugungs- und Bedarfsleistungen vornehmen und daraus die durch konventionelle Kraftwerke zu füllende Deckungslücke bzw. regenerative Überschüsse ermitteln (**Abbildung 14.13**).

Nach [Kaltschmitt und Fishedick 1995] führt die Integration von Wind- und Photovoltaikstrom zu deutlich geringeren Fluktuationen und Überschüssen, als wenn die gleiche Durchdringung des Kraftwerksparks mit REG-Strom nur mit einer dieser beiden Technologien **allein** erreicht würde. Darüber hinaus werden höhere Emissionsminderungen erreicht. Das liegt im wesentlichen daran, dass in Deutschland die zeitlichen Verläufe des Energieangebots aus Sonne und Wind sowohl im saisonalen als auch im kurzzeitigen Bereich überwiegend anti-korreliert sind und sich damit gut ergänzen. Nach Kaltschmitt und Wiese ist ein Mix mit gleichen Teilen aus PV- und Windstrom in unseren Breiten zweckmäßig. Mit bis zu 20 % Anteilen decken REG in den untersuchten Netzmodellen im wesentlichen Teile der Spitzen- und Mittellast ab. Die Einschalthäufigkeit der Spitzenkraftwerke nimmt dabei ab, die der Mittellastkraftwerke zu (**Abbildung 14.14**).

Bei einer über 20 % steigenden regenerativen Durchdringung nimmt die Substitution auch im Grundlastbereich zu. Allerdings steigt dann die Ein- und Abschalthäufigkeit und der Teillastbetrieb der Grundlastkraftwerke an, was zu erhöhten Verlusten der i.d.R. für Dauerbetrieb ausgelegten Grundlastkraftwerke führt. Es ist deshalb von großer Bedeutung, dass mit verstärktem regenerativen Ausbau ein Umbau des verbleibenden konventionellen Kraftwerksparks hin zu flexiblen, schnell regelbaren Kraftwerken stattfindet. Dies kann sukzessiv im Zuge eines Ersatzes von Altanlagen erfolgen. Geht man von einer Lebensdauer solcher Kraftwerke von zwischen 30 und 40 Jahren aus, so ist eine derartige Strategie schon jetzt einzuleiten und bei Investitionen in neue Kraftwerke bereits innerhalb der nächsten 10 Jahre

zu berücksichtigen. Mit der Altersstruktur der deutschen Kraftwerkparcs ist eine derartige Umbaustrategie kompatibel.

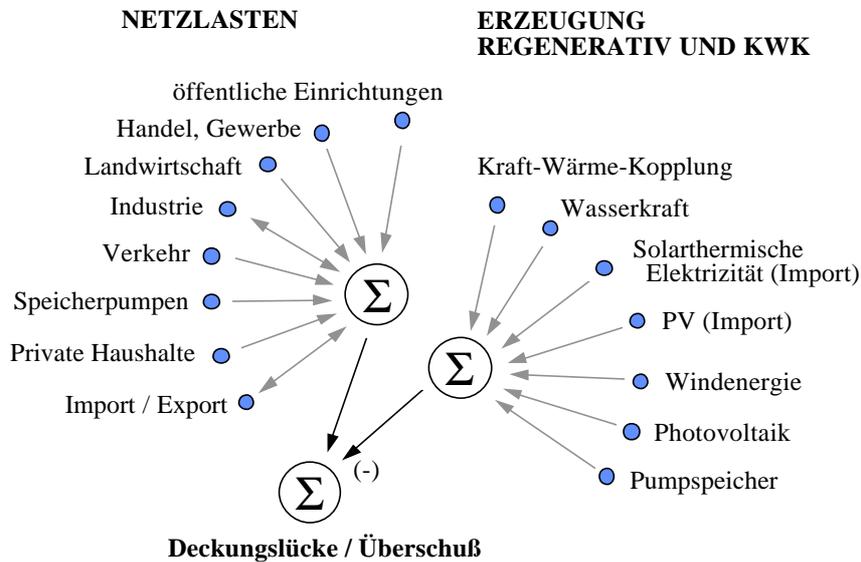


Abbildung 14.13: Aus einer Überlagerung der Modellzeitreihen einzelner Sektoren der Netzlasten und Stromerzeugung aus regenerativen Quellen und Kraft-Wärme-Kopplung wird die Differenzzeitreihe gebildet, die Aufschluss über Deckungslücken und Netzüberschüsse gibt [Langniß 1998]

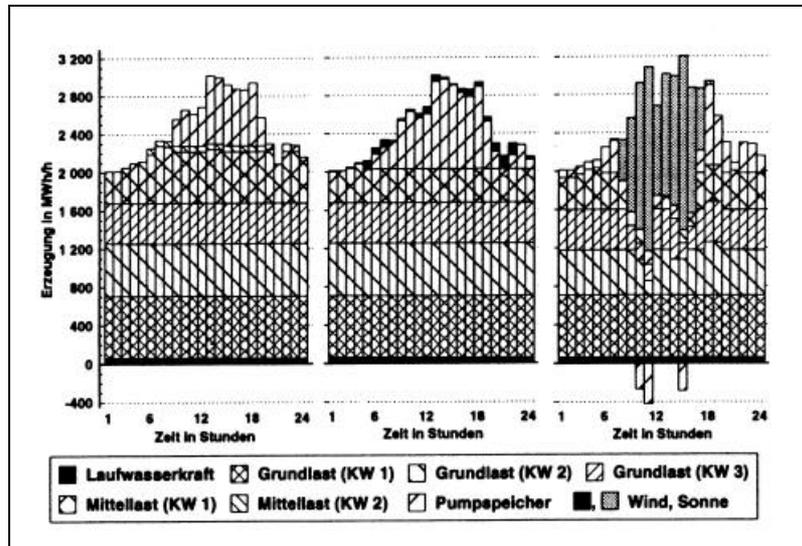


Abbildung 14.14: Kraftwerksfahrweise konventionell (links), mit einer Windstromversorgung (Mitte) und mit einer Solarstromversorgung (rechts) an einem Werktag im Frühjahr bei einer regenerativen Durchdringung von 20 % [Kaltschmitt und Wiese 1997]

In [Langniß et al. 1998] sowie in [Quaschnig 1999] wird ein konsequenter Ausbau der regenerativen Energien in Deutschland im Rahmen von Szenarien bis zum Jahr 2050 dargestellt. Dabei beschränkt sich das Szenario der TU Berlin auf heimische Energiequellen, während ISE/DLR auch den Import von Elektrizität aus regenerativen Energieträgern berücksichtigt.

Beide Untersuchungen bestätigen die Aussagen von Kaltschmitt und Wiese auch im Rahmen eines bundesweiten Szenarios und zeigen, dass bei einem konsequenten REG-Ausbau in Zukunft immer weniger Grundlastkraftwerke benötigt werden. Die Ausgleichseffekte der Nutzung verschiedener regenerativer Quellen werden durch die größere Flächenverteilung der Anlagen und durch die Hinzunahme von Offshore-Windpotenzialen und Biomassekraftwerken gegenüber dem Modell von Kaltschmitt und Wiese weiter verbessert.

In wärmegeführten Blockheizkraftwerken wird die Biomasse überwiegend im Winter umgesetzt und ergänzt damit sehr gut die direkte Umwandlung der Solarstrahlung im Sommer durch PV-Anlagen. Insgesamt treten in beiden Szenarien trotz relativ großer REG-Anteile an der Energieerzeugung von etwa 60 % nur geringe Energieüberschüsse von unter 5 % auf.

Das Szenario der TU Berlin bis 2020 (**Abbildung 14.15**) zeigt anschaulich, wie sich Laufwasserkraft, wärmegeführte Biomasse-BHKW und die Photovoltaik in ihrem saisonalen Verlauf ergänzen können. Der zunächst sehr viel schnellere Ausbau der Windenergie wird in dem Szenario erst 2050 durch entsprechend große Anteile der Photovoltaik saisonal ausgeglichen. Insgesamt führen die bis 2050 sehr großen Wind- und PV-Anteile in diesem Szenario aber zu großen Schwankungen im Tagesertrag des regenerativen Kraftwerksparks (**Abbildung 14.16**).

Die **Abbildung 14.17** sowie **Abbildung 14.18** zeigen am Beispiel einer Woche im Winter den sukzessiven Ausbau der REG in dem Szenario der TU Berlin für die Jahre 2020 und 2050. Im Jahr 2020 wird ein regenerativer Anteil von etwa 20 % an der Nettostromerzeugung erreicht, wobei keine Überschüsse entstehen. Bis 2050 wird im Jahresdurchschnitt ein REG-Anteil von etwas über 60 % erreicht, wobei aufgrund von REG-Überkapazitäten Überschüsse von etwa 25 TWh/a auftreten. Maximal tritt eine Überschussleistung von 85 GW(!) auf.

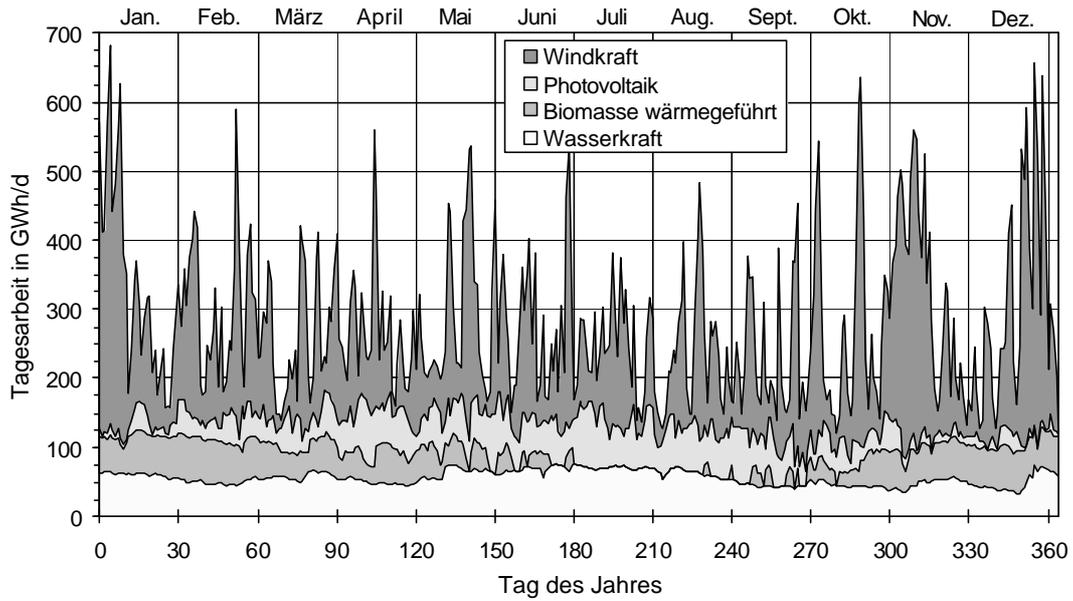


Abbildung 14.15: Gesamtverlauf der Tagesarbeit der regenerativen Kraftwerke in Deutschland in einem Szenario der TU Berlin für das Jahr 2020 [Quaschnig 1999]

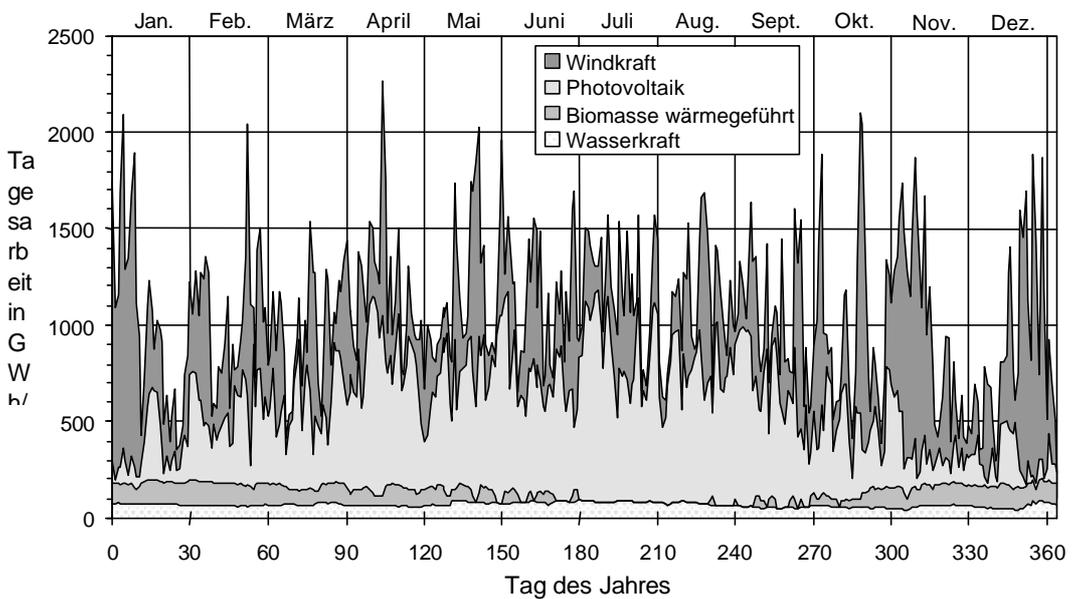


Abbildung 14.16: Gesamtverlauf der Tagesarbeit der regenerativen Kraftwerke in Deutschland in einem Szenario der TU Berlin für das Jahr 2050 [Quaschnig 1999]

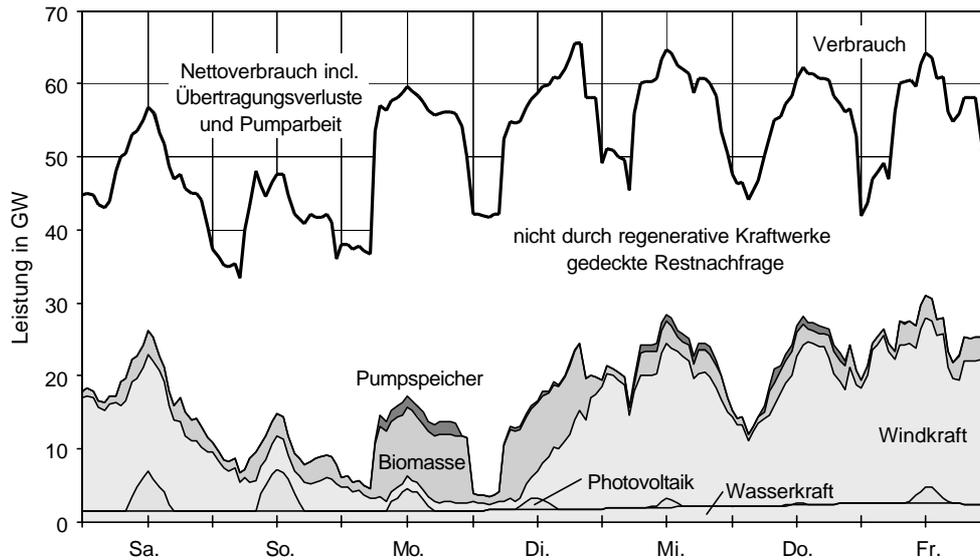


Abbildung 14.17: Zeitabhängige Leistungsabgabe der regenerativen Kraftwerke und der Pumpspeicherkraftwerke über 7 Tage in der zweiten Dezemberhälfte sowie Nettoverbrauch eines Szenarios (Energiesparszenario) für das Jahr 2020. Quelle: TU Berlin [Quaschnig 1999]

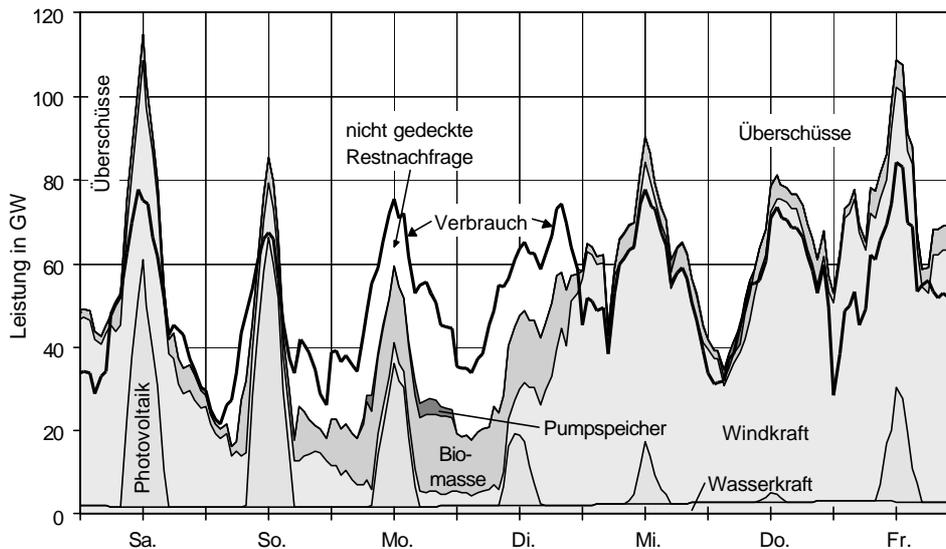


Abbildung 14.18: Zeitabhängige Leistungsabgabe der regenerativen Kraftwerke und der Pumpspeicherkraftwerke über 7 Tage in der zweiten Dezemberhälfte sowie Nettoverbrauch eines Szenarios (Energiesparszenario) für das Jahr 2050. Quelle: TU Berlin [Quaschnig 1999]

Sowohl das Szenario der TU Berlin als auch das des ISE/DLR ermitteln bis 2050 bei einer Stromnachfrage von etwa 600 TWh/a und einer Leistungsnachfrage von etwa 95 GW Netto- bzw. 120 GW Bruttoleistung, eine mit konventionellen Kraftwerken zu deckende Restnachfrage von ca. 250 TWh/a und eine erforderliche konventionelle Kraftwerkskapazität von etwa 50-60 GW.

Die Nachfrage von Strom und der entsprechenden Leistung (Höchstlast) dürfte in Deutschland bis 2050 nicht wesentlich ansteigen. Beide Szenarien zeigen aber zunehmend deutliche Überkapazitäten in der installierten Leistung, die bis 2050 auf 250 GW bzw. 350 GW ansteigen (**Abbildung 14.19** und **Abbildung 14.20**). Dies ist damit begründet, dass die regenerativen Energieanlagen wegen ihres angebotsgesteuerten Einsatzes zeitlich weniger ausgelastet werden als lastgesteuerte konventionelle Kraftwerke. Der deutsche Kraftwerkspark hat derzeit im Mittel eine Auslastung von etwa 5.500 Vollaststunden pro Jahr. Steigende regenerative Anteile an der Energieerzeugung müssen deshalb zum Teil durch zunehmende Überkapazitäten in der installierten Leistung erkauft werden, und zwar in dem Maße, wie das REG-Angebot in seiner Gesamtheit von dem zeitlichen Profil der Last abweicht.

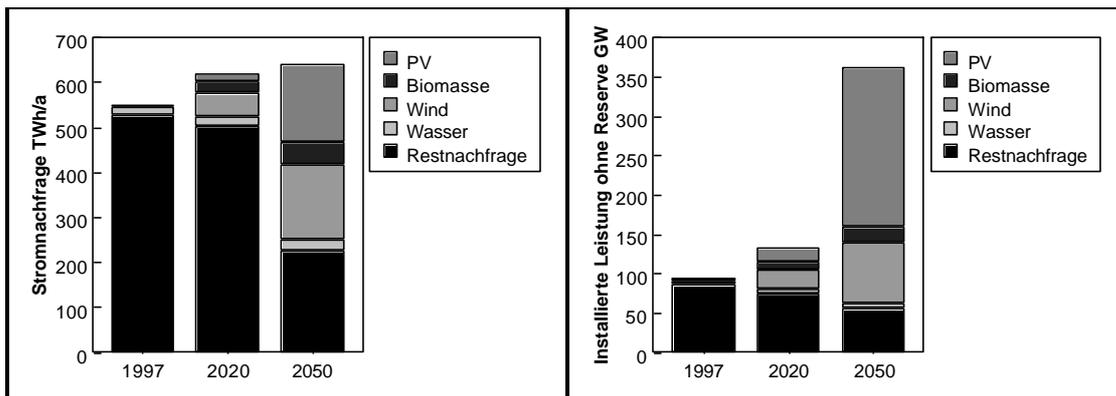


Abbildung 14.19: Stromverbrauchsszenario der TU Berlin (Trendszenario) bis 2050 und Deckung durch heimische regenerative Energiequellen nach [Quaschnig 1999]

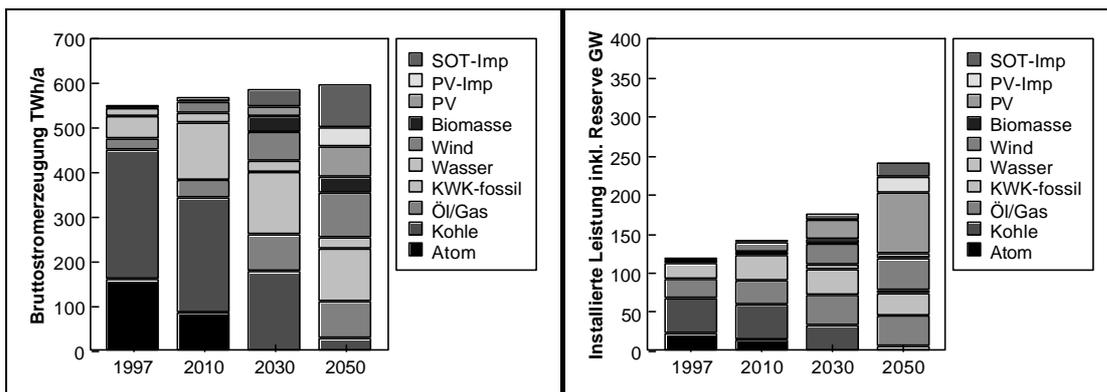


Abbildung 14.20: Stromverbrauchsszenario nach FhG-ISE und DLR bis 2050 und Deckung durch heimische und importierte regenerative Energien [Langniß et al. 1998]

Typische Volllaststundenzahlen für Kraftwerke im Inland sind:

REG Inland

- Photovoltaik 700-1.100 h/a
- Wind Binnenland 1.000-2.500 h/a
- Wind Küste 2.500-3.000 h/a
- Wind Offshore 3.500-4.000 h/a
- Laufwasserkraft 5.000-6.000 h/a
- Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke 500-1.500 h/a
- Biomasse KWK 3.000-5.000 h/a
- Geothermiestrom aus HDR 5.000-7.000 h/a

Konventionelle Kraftwerke

- Kohlekraftwerke 6.000-7.500 h/a
- Kernkraftwerke 7.000-8.000 h/a
- Gas-/Ölkraftwerke 500-7.500 h/a
- KWK 2.000-5.000 h/a

Keines der beschriebenen Szenarien enthält die Möglichkeit der Stromerzeugung aus heimischen geothermischen Energiequellen mit Hilfe des Hot-Dry-Rock Verfahrens. Bei einem technischen Potenzial von 18 GW (125 TWh/a) wäre ein Ausbau bis 2020 auf 0,4 GW (3 TWh/a) bzw. bis 2050 auf 5 GW (35 TWh/a) durchaus denkbar. Vorteilhaft wäre in diesem Fall die teilweise Grundlastversorgung mit Geothermiestrom mit deutlich reduzierten REG-Überkapazitäten und der mögliche Ausgleich von Schwankungen aus Wind- und Sonnenenergie. Allerdings muss der Nachweis für die Machbarkeit des HDR-Verfahrens und seinem ökonomischen Betrieb im Laufe der nächsten Jahre noch erbracht werden.

Ausgleichseffekte durch den Import von REG

Die Nutzung von Importstrom aus REG entspricht einer sehr großflächigen Nutzung der REG-Potenziale mit entsprechend großen Ausgleichseffekten. Ein Beispiel ist die bereits beschriebene Erzeugung von Windkraft in heimischen Offshore-Anlagen und an Standorten in der Westsahara, die zu einer saisonalen Vergleichmäßigung des Angebots führen (vgl. Abbildung 14.8). Ein weiterer Vorteil ist die gezielte Nutzung der REG-Potenziale an besonders ergiebigen Standorten, die wegen fehlendem lokalen Strombedarf sonst nicht genutzt werden könnten. Dies ist selbst bei größeren Transportentfernungen mit ökonomischen Vorteilen verknüpft, da das höhere Energieangebot die anfallenden Transportkosten bei weitem ausgleicht.

Beim Szenario des ISE/DLR wird die Lastdeckung mit einer installierten Leistung von etwa 250 GW erreicht, während beim Szenario der TU Berlin insgesamt 350 GW benötigt werden. Unter anderem kann dies darauf zurückgeführt werden, dass das Szenario des ISE/DLR zu einem nennenswerten Teil auf dem Import von Solarstrom aus solarthermischen und photovoltaischen Kraftwerken beruht, die aufgrund der sonnenreichen Standorte in Nordafrika ein deutlich besseres Verhältnis von Energieerzeugung zu installierter Leistung erreichen als die heimische Photovoltaik. Insbesondere solarthermische Kraftwerke erreichen durch thermische Energiespeicher eine etwa 5-fach höhere Auslastung. Das Szenario der TU Berlin mit der Beschränkung auf heimische Energiequellen erfordert deshalb um 100 GW höhere Ü-

berkapazitäten als das des ISE/DLR, das ist etwa soviel wie die gesamte derzeit installierte elektrische Leistung des deutschen Kraftwerksparks. Selbst bei stark reduzierten Kosten der Photovoltaik schlägt sich eine derartige Differenz in beträchtlichen zusätzlichen Investitionen nieder.

Auch das Szenario des ISE/DLR schöpft noch nicht alle Möglichkeiten des regenerativen Stromimports aus. Wasserkraft aus Norwegen und Island sowie Windkraft aus europäischen Offshore-Standorten und der Westsahara stellen weitere, kurz- bis mittelfristig erschließbare Potenziale dar. Diese Energiequellen zeichnen sich durch eine hohe zeitliche Auslastung der Anlagen aus und können damit einen nennenswerten Beitrag zur Reduktion von regenerativen Überkapazitäten und zu einer gleichmäßigeren Stromerzeugung bei steigendem REG-Ausbau liefern. Würde bis 2050 zusätzlich eine Leistung von etwa 6 GW aus diesen regenerativen Importquellen installiert, könnte die erforderliche Gesamtkapazität des gesamten (REG + Fossil) deutschen Kraftwerksparks von 210 GW im ISE/DLR-Szenario weiter auf etwa 160 GW gesenkt werden, wodurch die regenerativen Überkapazitäten im Inland stark verringert werden könnten (**Tabelle 14.1**).

Typische Volllaststunden für den **REG-Import** sind:

- Wasserkraft Island 5.000-7.000 h/a
- Geothermiestrom Island 5.000-7.000 h/a
- Solarthermische Kraftwerke Maghreb 2.500-6.000 h/a
- Photovoltaik Maghreb 1.600-2.000 h/a
- Windkraft Nordwest Afrika 4.000-6.000 h/a

Tabelle 14.1. Einfluss von Umfang und Struktur eines REG-Imports auf die gesamte zu installierende Leistung im Rahmen verschiedener Szenarien mit etwa 65 % REG-Anteil bis 2050

<i>Szenario</i>	<i>2050</i>	<i>TU Berlin</i>	<i>ISE/DLR</i>	<i>DLR</i> <i>„Orientierungsszenario“</i>
Last		95	95	95
Inlandskapazität REG*		290	140	100
Importkapazität REG		0	40**	20***
Inland fossil		60	70	50
Gesamtleistung		350	250	175

* Inlandskapazität inkl. nationaler Wind-Offshore Ressourcen

** Strom aus PV und solarthermischen Kraftwerken aus Nordafrika

*** Strom aus solarthermischen Kraftwerken aus Nordafrika; Strom aus Wasserkraft und Geothermie aus Island und Norwegen

Ein zweckmäßiges Szenario der Stromerzeugung für Deutschland (vgl. Kapitel 16) bis 2050 basiert dementsprechend näherungsweise auf etwa 35 % fossilen Quellen, 45-50 % heimischen REG und 15-20 % REG-Import, bei einer gesamten installierten REG-Leistung von ca. 120 GW. Gleichzeitig würde die Abhängigkeit der deutschen Stromversorgung von ausländischen Energiequellen (Erdgas, Uran, Importkohle) gegenüber heute deutlich verringert und eine stark diversifizierte Versorgung erreicht.

Es ist noch darauf hinzuweisen, dass die beschriebenen REG-Potenziale in vielen Erzeugerländern nur durch Export überhaupt nutzbar gemacht werden können, da sie den Eigenbedarf dieser Länder teilweise um ein Vielfaches übersteigen. Ein übernationaler Stromverbund stellt damit eine wichtige Maßnahme zur Erschließung der globalen REG-Potenziale und zur Lösung des globalen Klimaproblems dar. Die Quellen für diesen Stromverbund aus Sonne, Wind, Erdwärme und Wasser können technisch ab sofort erschlossen werden. Für den Aufbau der entsprechenden Infrastruktur zur Stromübertragung sind allerdings längerfristige Planungen und eine europaweite Abstimmung im energiepolitischen Bereich erforderlich.

Aktive Anpassung der Last an die zeitliche Angebotsstruktur der REG

Während Edwin [Edwin 1996] und Kaltschmitt [Kaltschmitt und Wiese 1995] lediglich die Einpassung der regenerativen Energien in die gegebenen Kraftwerks- und Netzstrukturen untersuchen, betrachten die TU Berlin [Quaschnig 1999] und ISE/DLR [Langniß et al. 1998] neben der Veränderung der konventionellen Kraftwerksstruktur auch Möglichkeiten zur Anpassung der Verbrauchsstrukturen an die regenerative Versorgung. Quaschnig führt als mögliche Anpassungsmaßnahmen die zeitliche Verlagerung der Last, Pumpspeicherkraftwerke und den Einsatz von stromgeführten Biomasse-BHKW auf (**Abbildung 14.21**). Außerdem wurde von Quaschnig neben dem Trendszenario des Stromverbrauchs auch ein Energiesparszenario mit verstärkten Maßnahmen zur rationellen Energienutzung gerechnet.

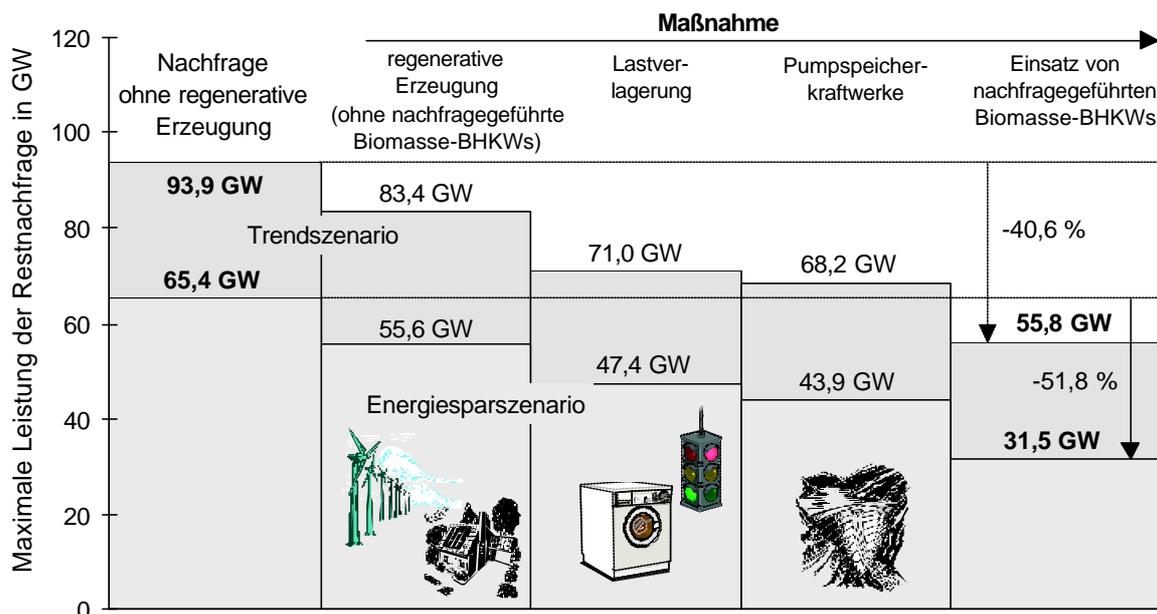


Abbildung 14.21: Reduktion der maximalen Leistung der Restnachfrage durch verschiedene Ausgleichsmaßnahmen im Jahr 2050 für das Trendszenario und ein Energiesparszenario der TU Berlin [Quaschnig 1999]

Zeitliche Verlagerungen der elektrischen Last können z.B. durch entsprechende Gestaltung der Tarife gesteuert werden. Verlagerungsmöglichkeiten bestehen insbesondere in den Haushalten bei Kühl- und Gefriergeräten mit Kältespeicher, Waschmaschinen mit kombinierten Wäschetrocknern, Geschirrspülern, elektrischer Warmwasserbereitung, Speicherheizungen und Wärmepumpen, da die entsprechenden Produkte Kälte, saubere und trockene Wäsche, sauberes Geschirr, Warmwasser und Heizwärme innerhalb eines Zeitraums von einem Tag gut gespeichert werden können. Für die Haushalte errechnet Quaschnig ein Verlagerungspotenzial von bis zu 40 %. Die Verlagerungspotenziale bei Industrie und Kleinverbrauch von bis zu 10 % und vor allem beim Verkehr von unter 1 % werden dagegen wesentlich geringer eingeschätzt. Bei letzterem ist allerdings ein möglicher Einsatz von Elektrofahrzeugen nicht berücksichtigt.

In den Szenarien des ISE/DLR für 2030 und 2050 wurden ebenfalls die Auswirkungen von Zeitverschiebungen und von Profiländerungen in den Last- und Erzeugungssektoren untersucht (**Abbildung 14.22**). In den Modellvarianten wurde im einzelnen durchgerechnet:

- a) Konzentration der Netzbelastung im Verkehrssektor (ohne Bahn) auf die Mittagsstunden. Insgesamt wurden 23 % der Energie in diesem Sektor verschoben mit dem Resultat, dass ca. 50 % der gesamten Energie dieses Sektors zwischen 9:00 Uhr und 15:00 Uhr dem Netz entnommen werden. Diese Profilveränderung basiert auf der Annahme, dass auch Batteriespeicher eines zukünftigen Elektrofahrzeugverkehrs tagsüber eine Speicherfunktion im Netz ausüben können.⁴
- b) Zeitverschiebung im Pumpspeicherbetrieb: Netzbelastung durch Speicherpumpen tagsüber; die Netzstützung durch Pumpspeicher erfolgt nachts.
- c) Verschiebung eines Teils des Haushaltsstrombedarfs auf die Mittagsstunden. Verschoben werden 13 % des Jahresbedarfs aus den Verbrauchersegmenten Kühlen, Gefrieren, Waschen und Spülen.
- d) Verschiebung des täglichen Einsatzes der Leistungserzeugung von BHKWs in der öffentlichen Versorgung in den Sommermonaten (Juni-August): die BHKWs laufen in dieser Periode stromgeführt nachts, was bei hohen Stromerzeugungswirkungsgraden (Brennstoffzelle) tolerierbar ist. Damit speisen sie antikorreliert zur Photovoltaik-Stromerzeugung in das Netz ein. Zusätzlich werden die großen Heizkraftwerke in den Sommermonaten nicht mehr mit einem Tagesprofil, sondern mit konstanter verringerter Leistungsabgabe im Kondensationsbetrieb gefahren (bei gleichen Auslastungsprofilen wie in der Basisvariante).

⁴ In diesem Szenario wurde von einem relativ hohen Beitrag von Elektrofahrzeugen auf Batteriebasis ausgegangen. Ähnliche Lastverlagerungsmöglichkeiten bietet jedoch z.B. auch eine elektrolytische Wasserstoffherzeugung als Kraftstoffbasis für Brennstoffzellenfahrzeuge.

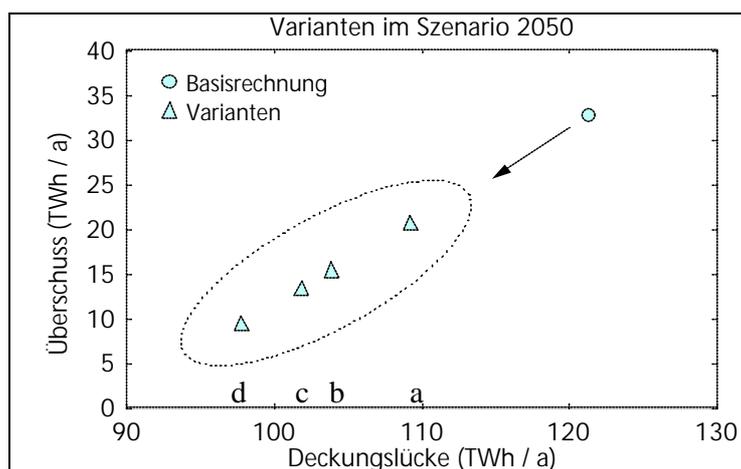


Abbildung 14.22: Für das Szenario 2050 des ISE/DLR enthält die Abbildung die verbleibende Deckungslücke und die produzierte Überschussenergie von REG und KWK (fossile KWK inbegriffen). Dargestellt sind die Wertepaare der Basisberechnung sowie die Ergebnisse der Varianten, in denen Profiländerungen und Verschiebungen in den Zeitreihen der Sektoren vorgenommen wurden

Jede der Varianten schließt die Änderungen aus den vorangegangenen Varianten mit ein. Die Summe der Auswirkungen dieser Maßnahmen auf die Differenzzeitreihe zeigt **Abbildung 14.23** im Vergleich zu einem Szenario ohne Ausgleichsmaßnahmen. Die Reduzierung der täglichen Schwankungsbreite in der Differenzzeitreihe ist insbesondere im Sommerhalbjahr beträchtlich, ebenso verringern sich die Häufigkeiten in hohen Leistungsspitzen in der Anforderung der Differenzleistung aus dem Netz. Auffallend ist auch die Verringerung der Maximalleistung im Überschuss.

Beide Untersuchungen schätzen das Potenzial der Anpassungsmöglichkeiten so ein, dass die Deckungslücke um etwa 20-25 TWh/a (etwa 5 % des heutigen Stromverbrauchs) verringert werden kann gegenüber einem Szenario ohne solche Maßnahmen. Dabei wird beim Ansatz der TU Berlin wegen einem besseren Einsatzes des Lastmanagements zusätzlich die maximale Leistung der Restnachfrage um 25 GW reduziert.

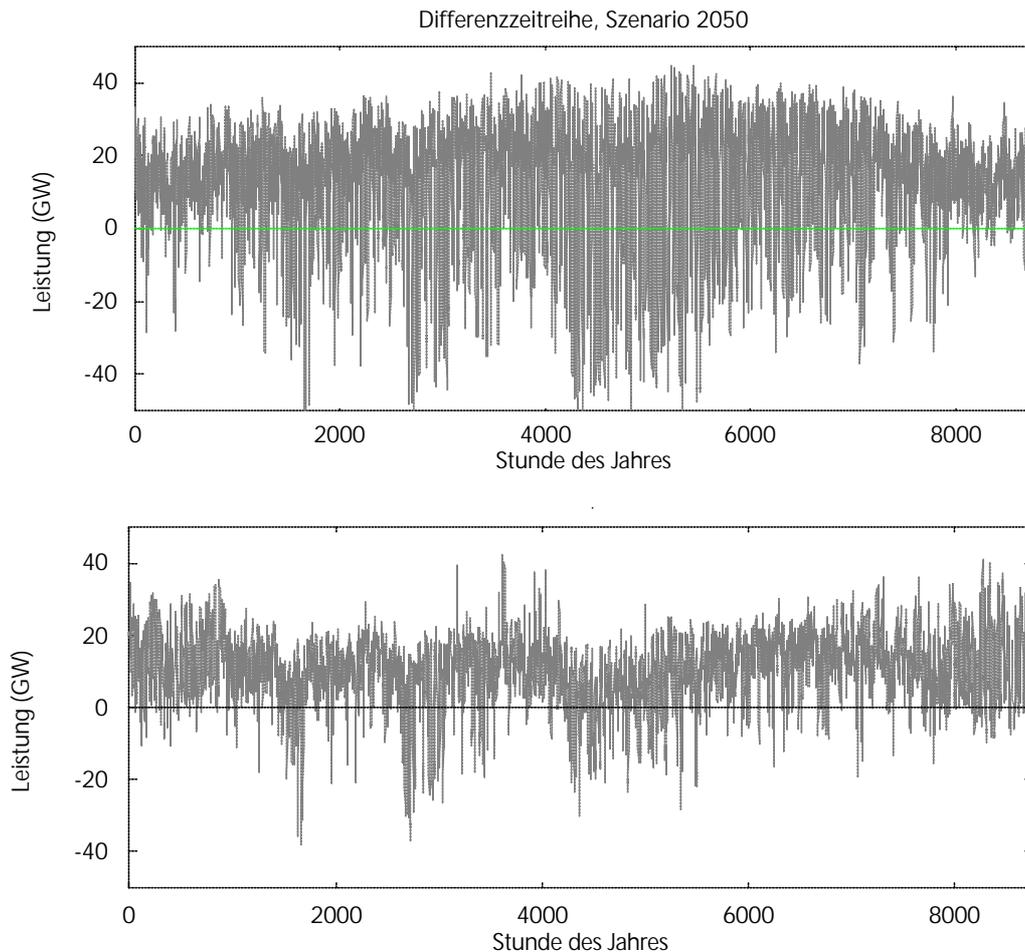


Abbildung 14.23: Differenzzeitreihe (Last abzüglich REG+KWK) für das Szenario des ISE/DLR für das Jahr 2050 ohne (oben) und mit (unten) Maßnahmen zur zeitlichen Anpassung der Last an das regenerative Energieangebot

Speichertechnologien

Sind die regenerativen Energien erst einmal in Strom umgewandelt, dann bleiben zur Speicherung in der Größenordnung eines bundesdeutschen Netzbetriebs praktisch nur noch Pumpspeicherkraftwerke mit einem Speicherwirkungsgrad von etwa 77 %. Batterien oder mechanische Schwungradspeicher sind in dieser Größenordnung bestenfalls als Kurzzeitpuffer für kleinere Anlagen verwendbar.

Die Nettoerzeugung der Pumpspeicherkraftwerke betrug 1996 etwa 4 TWh/a bei einer eingesetzten Pumparbeit von etwa 5,8 TWh/a. Die derzeit installierten Pumpspeicherkraftwerke haben insgesamt eine Speicherkapazität von etwa 0,19 TWh/a bei einer installierten Leistung von 6,7 GW. Für den weiteren Ausbau bestehen wegen des erheblichen Flächenbedarfs nur noch sehr begrenzte Potentiale in den Alpenländern. In den hier beschriebenen Szenarien wurden deshalb nur relativ kleine Pumpspeicherkapazitäten integriert. Die technischen Potentiale für Pumpspeichieranlagen in Deutschland sind klein, die Anlagen teuer und der Betrieb mit Verlusten verbunden. Deshalb ist eine Pumpspeicherkapazität zum vollen Ausgleich der regenerativen Überschüsse, die sich bis 2050 im Bereich weniger Prozent bewegen werden, wenig sinnvoll.

Als langfristige Speicheroption kommt die Erzeugung von Wasserstoff in Elektrolyseanlagen in Frage. Die Nutzung kann über Brennstoffzellenanlagen, Motor-BHKW oder GuD-Anlagen, die Speicherung in gasförmiger (Druckspeicher), flüssiger (Tieftemperaturspeicher) oder physikalisch gebundener Form (z.B. Hydridspeicher) erfolgen. Die Verluste einer solchen Umwandlungskette halten sich nur dann in Grenzen, wenn die Energiewandler in Kraft-Wärme-Kopplung mit hoher Gesamtausnutzung ($\geq 90\%$) betrieben werden (Gesamtwirkungsgrad 60-70 %). Solarer Wasserstoff als chemischer und mobiler Energieträger kann aber (ohne „Rückverstromung“) im Verkehrssektor Anwendung finden und den Anteil regenerativer Energien in diesem Sektor über Biobrennstoffe hinaus erhöhen. Eine Anwendung von solar erzeugtem Wasserstoff als „Elektrizitätsspeicher“ (via Kraft-Wärme-Kopplung) und als Kraftstoff in einer zukünftigen Energiewirtschaft mit sehr hohem Anteil regenerativer Energien ist deshalb längerfristig durchaus sinnvoll [Nitsch et al. 1997].

Einige der regenerativen Energien – insbesondere die Importstromquellen – besitzen technologisch inhärente Speichermöglichkeiten, so z.B. die Wasserkraft in Kombination mit Speicherbecken, die Geothermie und solarthermische Kraftwerke, bei denen die Erd- bzw. Solarenergie vor der Umwandlung in Strom als Wärme gespeichert werden kann. Auch Biomasse ist ein gut speicherbarer Energieträger. Die Speicherfähigkeit dieser Medien wurde zum Teil bereits in den beschriebenen Szenarien berücksichtigt. Sie führt unter anderem zu einer deutlichen Reduktion der notwendigen inländischen REG-Überkapazitäten bei steigendem REG-Import.

„Externe“ Speicher für regenerativen Strom werden daher eher als „least option“ angesehen werden, die zum Teil dort erschlossen werden können, wo dies sinnvoll und relativ kostengünstig ist (z.B. Pumpspeicherkraftwerke, die auch zusätzliche Steuer- und Ausgleichsfunktionen in einem Kraftwerkspark haben). Vorrangig werden aber andere Anpassungsmaßnahmen wie Lastverschiebung, Stromimport und stromgeführte Biomasse-BHKW zum Einsatz kommen. Wasserstoff aus REG dürfte vorrangig als regenerativer Kraftstoff im Verkehr Verwendung finden, aber auch langfristig verbleibende fossile Brennstoffe im Kraftwerksbereich (Regelungs- und Spitzenlastaufgaben mit geringer Auslastung und damit geringem Energieverbrauch) ersetzen [Nitsch et al. 1997].

14.2 Wärmebereitstellung im Gesamtsystem

14.2.1 Besonderheiten von regenerativen Energien

Gegenüber den gewohnten fossilen Energieträgern weisen regenerative Energien einige Besonderheiten auf, welche Rückwirkungen auf die Ausgestaltung des Gesamtsystems zur Wärmebereitstellung haben. Die Folgen können von einer Vergrößerung der Heizkörper über erhöhten Lagerraum im Keller bis zur Bereitstellung zusätzlicher Flächen innerhalb eines Stadtteils führen. Für die drei Arten von regenerativen Energien im Wärmemarkt (Biomasse, solare Wärme, Geothermie) sind für eine Integration in das Heizsystem folgende Eigenschaften von Bedeutung:

Biomasse

Für den Brennstoff **Holz** sind die Anforderungen an das hausinterne Verteilsystem einschließlich der Heizkörper die gleichen wie für Öl- oder Gasheizungen. Geringe Unterschiede ergeben sich für den Aufstellungsort, da Holzkessel schwerer und sperriger gebaut sind als mit Öl oder Gas betriebene Feuerstätten. Die deutlichsten Unterschiede gegenüber der fossilen Konkurrenz ergeben sich beim Brennstofflager und beim Komfort. Bei allen Holzheizungen ist eine periodische Ascheentleerung unvermeidlich. Ansonsten ist zwischen Stückholz, Hackschnitzeln und Holzpellets zu unterscheiden.

Altbekannt sind die **Stückholz**-Kessel. Typischerweise werden die Holzscheite in Gebäudenähe, meist entlang der Hauswand, aufgeschichtet. Ein derartiges Brennstofflager erfordert nur einen einfachen Regenschutz und keine sonstigen Sicherheitsmaßnahmen und ist dementsprechend kostengünstig. Allerdings nehmen die Holzstapel (ca. 12 m³ als Jahresvorrat für ein Einfamilienhaus des Altbaubestandes) das 6-fache Volumen gegenüber Öl mit dem gleichen Energiegehalt ein. In verdichteten Siedlungsgebieten kann dies bereits zu Problemen führen. Der Transport von diesem Lager bis in den Kessel geschieht von Hand. An kalten Wintertagen muss mehrmals am Tag Holz nachgelegt werden. Auch der Aufwand für das Anfeuern des Kessels muss gegenüber Öl und Gas zusätzlich berücksichtigt werden.

Stückholz-Kessel sind in ihrer Leistung nur schlecht regelbar. Um den Schadstoffausstoß gering zu halten, sollte die Luftzufuhr nicht gedrosselt werden. Die günstigsten Emissionswerte ergeben sich bei Volllast. Für einen optimalen Betrieb eines Stückholz-Kessels ist daher ein Pufferspeicher notwendig, in welchem die während der intensiven Phase des Abbrands erzeugte Wärme vor dem allmählichen Verbrauch im Gebäude zwischengelagert werden kann. Der Platzbedarf für den Speicher muss im Heizungskeller zusätzlich zu dem ohnehin voluminösen Holzstapel zur Verfügung gestellt werden. Dies kann eine Umrüstung vorhandener Gas- auf Holzheizungen erheblich erschweren.

Auch die Kachel- und Kaminöfen, welche sich in den letzten Jahren einer stark zunehmenden Beliebtheit erfreuen, werden mit Stückholz befeuert. Diese zusätzlich zu der vorhandenen Zentralheizung bestehenden Kleinf Feuerungen dienen im Allgemeinen mehr der Geselligkeit als der Heizung. Sie decken nur einen geringen Teil des jährlichen Wärmebedarfs ab und werden daher hier nicht weiter betrachtet.

Hackschnitzel haben gegenüber stückigem Holz den Vorteil, dass sie auch mit automatischen Beschickungsanlagen dem Kessel zugeführt werden können. Der Bedienungscomfort erhöht sich dadurch erheblich. außerdem wird durch die kleineren Schnitzel ein gleichmäßiger Abbrand als bei großen Stücken möglich. Dies verbessert sowohl die Regelbarkeit als auch die Emissionswerte der Anlage. Nachteilig ist, dass sich der Raumbedarf für Hackschnitzel gegenüber geschichtetem Stückholz nochmals verdoppelt und außerdem ein Aufschichten entlang der Hauswand oder auf einem Stapel nicht mehr möglich ist. In städtisch strukturierten Gebieten ohne ungenützte größere Keller- oder sonstige Lagerräume ist daher eine Umstellung auf Hackschnitzelheizungen kaum möglich. Wegen der hohen Kosten für die automatische Beschickung (einschl. der notwendigen baulichen Anpassungen) kommen auch in ländlichen Gebieten Hackschnitzelheizungen nur dann in Frage, wenn die für die Beheizung des Gebäudes erforderliche Kesselleistung bei 40 kW oder mehr liegt. Für die Verwendung in einem Holzheizwerk mit angeschlossener Nahwärmeversorgung können Hackschnitzel – bis hin zu nasser Rinde – ein kostengünstiger und umweltschonender Brennstoff sein.

Zu **Pellets** gepresstes Holz ist ein Brennstoff mit sehr günstigen Eigenschaften:

- Die Pellets sind rieselfähig und damit leichter handhabbar. Sie können beispielsweise per Tankwagen geliefert und in den Brennstoffkeller gepumpt werden.
- Für Pellets gibt es Qualitätsnormen, welche eine störungsfreie und schadstoffarme Verbrennung garantieren.
- Die Heizkessel können auch in kleinen Einheiten (z.B. Kaminöfen) gebaut werden. Durch eine automatische und kontinuierliche Brennstoffzufuhr kann die Heizleistung in weiten Bereichen ohne Einbußen bei den Emissionen geregelt werden.
- Die Dichte eines einzelnen Pellets ist etwa doppelt so hoch wie bei normalen Holzstücken. Bei Schüttungen von Pellets liegt die Energiedichte bei etwa 1/3 von Heizöl. Da a-

ber das im Lagerraum vorhandene Volumen besser als mit Öltanks genutzt werden kann, ergibt sich bei einer Umstellung von Öl- auf Pelletheizung kein zusätzlicher Raumbedarf im Gebäude.

Nachteilig sind die höheren Kosten für Pellets. Die Kosten für das Pressen von Pellets aus trockenem Sägemehl oder Hobelspänen werden mit etwa 1,5 Pf/kWh (ohne Kosten für den Holzrohstoff) abgeschätzt [Fischer 2000]. Werden bei zukünftig steigender Nachfrage nach Pellets außer den genannten billigen Reststoffen aus der Holzindustrie auch andere Holzrohstoffe wie Durchforstungsholz aus dem Wald eingesetzt, so kommen zusätzliche Kosten für das Zerkleinern und die Trocknung des Ausgangsmaterials hinzu. Hierfür können bereits merkliche Energiemengen benötigt werden. Während für das Pressen der Pellets weniger als 3 % Energie (bezogen auf den Energiegehalt des Endprodukts) benötigt werden, kommen für das Hacken und Trocknen von Durchforstungsholz nochmals 5 % (bei Freilufttrocknung) bis 20 % (künstliche Trocknung) hinzu [Fischer 2000].

Stroh oder andere halmartige Brennstoffe aus dem Anbau von Biomasse (z.B. Miscanthus) sind vergleichsweise problematische Brennstoffe. Bei der Verbrennung muss auf niedrige Temperaturen geachtet werden, da die Asche sonst zur Verschlackung neigt. Andererseits sind hohe Temperaturen für einen vollständigen Ausbrand erwünscht. Der Ascheanfall ist vergleichsweise hoch und ein großer Teil davon muss aus dem Abgasstrom abgeschieden werden. Aufgrund der geringen Dichte ist ein großvolumiges Brennstofflager notwendig. Stroh eignet sich daher nur für die Verfeuerung in Heizwerken ab einer Feuerungsleistung von ca. 1 MW.

Biogas entsteht bei der Vergärung von feuchter Biomasse. Es wird fast immer für den Antrieb eines BHKW eingesetzt. Die Abwärme des BHKW kann zur Beheizung von Ställen oder Wohngebäuden genutzt werden. Biogasanlagen können erst ab einer jährlichen Gasausbeute von über 150 MWh_{Hu} wirtschaftlich betrieben werden. Die zugehörige Abwärmemenge aus dem BHKW, welche für Nutzungen außerhalb der Biogasanlage zur Verfügung steht, liegt damit bei wenigstens 60 MWh_{th}. Diese Wärmemengen lassen sich in dem zu der Anlage gehörigen landwirtschaftlichen Betrieb häufig nicht vollständig nutzen. Da die größeren Höfe meist allein stehen, ist die Nutzung der Wärme in benachbarten Gebäuden schon aus siedlungsstrukturellen Gründen kaum realisierbar. Auch Anlagen zur Vergärung von kommunalem Bioabfall werden bevorzugt außerhalb von Siedlungsgebieten errichtet, sodass auch hier die vollständige Nutzung der Biowärme problematisch ist. Dabei ist anzumerken, dass nur 14 % des Potenzials von Biogas aus Klärschlamm oder kommunalem Bioabfall, also aus Quellen außerhalb der Landwirtschaft stammen. Der Nutzung von Biogas im Wärmemarkt sind damit aus siedlungsstrukturellen Gründen Grenzen unterhalb des energetischen Potenzials des technisch verfügbaren Biogases gesetzt. Feste Biomasse (Holz, Stroh ...) kann auch in **Heizkraftwerken**, in denen Strom und Wärme erzeugt wird, genutzt werden. Diese Anlagen müssen nach dem heutigen Stand der Technik so groß sein, dass die bereitgestellte Wärme nicht ohne ein Nahwärmenetz genutzt werden kann.

Solare Wärme

Für solare Brauchwasseranlagen gibt es nur geringe Probleme bei der Anpassung an das bestehende Heizungssystem. Wesentlich ist nur, dass eine zentrale Warmwasserbereitung bereits vorhanden ist, was aufgrund der Umrüstung von Altbauwohnungen von Einzelöfen auf Zentralheizungen in zunehmendem Maße zutrifft. Der Solarspeicher muss zwar etwas größer ausgelegt sein als der konventionelle Brauchwasserspeicher, aber der dafür notwendige zusätzliche Raumbedarf ist gering und im Allgemeinen vorhanden. Solarkollektoren können mit weiteren Anlagen zur Einsparung von fossilen Brennstoffen gekoppelt werden. Besonders vorteilhaft ist die Kopplung mit Holzheizungen. Letztere können dann während der Sommermonate vollständig abgeschaltet werden. Der Kessel kann gereinigt werden und eine „Feuerwache“ kann in dieser Zeit entfallen. Dieser Vorteil trug wesentlich zum Erfolg der

Solarenergie in Österreich bei. Auch eine Kopplung mit fossil betriebenen BHKW ist möglich. Die Auslegung sollte hier so erfolgen, dass der Anteil der Solaranlage an der Deckung des Wärmebedarfs sich im Wesentlichen auf die Warmwasserbereitstellung im Sommer beschränkt.⁵ Größere solare Anteile führen zu rasch steigenden Kosten [Entress 1997]. Da die Warmwasserbereitung nur einen Anteil von ca. 10 % am gesamten Wärmebedarf eines Gebäudes hat, kann mit solaren Brauchwasseranlagen allerdings nur ein geringer Teil des Potenzials solarer Wärme erschlossen werden.

Sollen auch Teile des Raumwärmebedarfs solar gedeckt werden, so tritt das Problem auf, dass Wärmebedarf und solare Einstrahlung zeitlich auseinanderfallen. Zum Ausgleich sind Wärmespeicher nötig. Werden solare Deckungsanteile von mehr als 10 % des Raumwärmebedarfs angestrebt, so reicht i.A. der im Keller vorhandene Platz nicht mehr für den dann notwendigen Speicher aus. Damit sind auch dem Potenzial der solaren Heizungsunterstützung enge Grenzen gesetzt.

Weitaus größere Potenziale lassen sich mit solarer Nahwärme erschließen. Voraussetzung ist, dass eine größere Zahl benachbarter Häuser an ein Nahwärmenetz angeschlossen werden können. Es ist dann möglich, die auf den Dächern geerntete solare Wärme in einen großen zentralen Speicher zu leiten, wo sie erst bei Bedarf wieder über das Wärmenetz an die angeschlossenen Gebäude abgegeben wird. Alle heute in Deutschland existierenden solaren Langzeitwärmespeicher sind wenigstens teilweise in das Erdreich versenkt. Bei einem benötigten Speichervolumen in der Größenordnung von 100 m³ je angeschlossenen Gebäude können diese Speicher nicht nachträglich im Zentrum einer bestehenden Siedlungsstruktur integriert werden. Es muss ein geeigneter Standort am Siedlungsrand gefunden werden. Dies wird meist möglich sein, da bei einer anzustrebenden Größe des Versorgungsgebiets von einigen hundert Gebäuden sich auch größere Freiflächen in der Umgebung finden werden. Sollen ganze Dörfer oder Stadtteile solar versorgt werden, fallen längere Transportleitungen vom Siedlungsrand zum Speicher kostenmäßig ohnehin kaum mehr ins Gewicht.

Von besonderer Bedeutung bei der Integration solarer Wärme in die Wärmeversorgung sind die Rücklauftemperaturen aus den Heizkörpern und im Nahwärmenetz. Diese bestimmen das unterste Temperaturniveau, bis zu welchem der Speicher entladen werden kann. Niedere Rücklauftemperaturen bedeuten, dass der Speicher kleiner und damit billiger gebaut werden kann. Außerdem nehmen die Wärmeverluste im Netz ab und die Erträge aus den Kollektoren zu. Eine Minimierung der Rücklauftemperaturen erfordert Eingriffe in das bestehende Zentralheizungssystem der angeschlossenen Gebäude. Diese werden im folgenden Abschnitt „Geothermie“ beschrieben, da hier die Bedeutung des erforderlichen Temperaturniveaus noch größer ist.

⁵ Die Integration eines BHKW in ein solares Nahwärmenetz kann auch dann sinnvoll sein, wenn der gesamte erzeugte Strom für den Betrieb der Pumpen und übrigen Aggregate in der Heizzentrale benötigt wird, also keine Rückspeisung in das öffentliche Netz erfolgt.

Geothermie

Die minimale Leistung von Anlagen zur sinnvollen Nutzung von Geothermie liegt bei einigen MW.⁶ Es ist daher für die Verteilung der großen Wärmemengen stets ein Nahwärmenetz erforderlich. Ein wesentlicher Kostenfaktor bei der Nutzung von Erdwärme sind die Tiefbohrungen. Je höher die für die Beheizung der Gebäude erforderlichen Temperaturen sind, desto tiefer muss gebohrt werden. Der Temperaturgradient im Erdreich liegt im Mittel bei 3 K je 100 m. Entsprechend empfindlich ist die Wirtschaftlichkeit von Geothermieanlagen von den Vor- und Rücklauftemperaturen im Nahwärmenetz abhängig.

Zentralheizungssysteme wurden in der Vergangenheit in Deutschland typischerweise für eine Vor-/Rücklauftemperatur von 90/70 °C mit Bezug auf den kältesten Wintertag ausgelegt. Da im Zweifelsfalle die Heizungsbauer eher zu große als zu kleine Heizkörper installieren, kommen auch Altbauten i.A. mit geringeren Temperaturen aus. Unnötig hohe Rücklauftemperaturen ergeben sich häufig durch einen mangelhaften Abgleich der Heizungsanlage und fehlerhafte oder fehlende Thermostatventile. Durch einen Heizungsabgleich wird erreicht, dass an kalten Tagen bei geöffneten Heizungsventilen alle Heizkörper gleichmäßig durchströmt und damit gleichmäßig erwärmt werden und dem Heizungswasser optimal die Wärme zur Beheizung der Räume entzogen wird. Geeignete Thermostatventile sorgen dafür, dass der Heizkörper nur mit der Wassermenge durchströmt wird, welche notwendig ist, um den Raum auf dem gewünschten Temperaturniveau zu halten. Auch in den Übergabestationen, insbesondere bei dem indirekten Anschluss, ist darauf zu achten, dass sich keine unnötig hohen Volumenströme und damit unnötig hohe Rücklauftemperaturen ergeben. In einem Nahwärmenetz sind die Vorlauftemperaturen entsprechend den jeweiligen Außentemperaturen auf ein optimales Niveau zu regeln.⁷

Besonders günstig für den Einsatz von Geothermie sind Fußbodenheizungen. Die erforderlichen Vorlauftemperaturen liegen hier unter 30 °C. Neubaugebiete können vollständig mit diesem Heizsystem ausgestattet werden. In Altbaugebieten ist eine Umstellung dagegen kaum möglich. Zusätzlich ist zu beachten, dass die Mindesttemperatur im Vorlauf durch das schwächste Glied in der Kette der Gebäude bestimmt wird.

Ein weiteres technisches Hemmnis für geringe Vorlauftemperaturen ist die erforderliche Zapftemperatur für Warmwasser, welche schon aus Komfortgründen nicht unter 45 °C absinken darf. Eine vom Nahwärmenetz getrennte Erzeugung von Warmwasser ist nur unter dem Einsatz von Strom denkbar. Durch die primärenergetisch aufwändige Erzeugung dieses Stroms geht jedoch ein Teil der nachhaltigen Vorteile der Nahwärme verloren.

In Dänemark liegen die Netztemperaturen deutlich unter den in Deutschland üblichen. Gewöhnlich liegen dort die Vorlauftemperaturen auch im Winter bei nur 80 °C. Im Sommer noch darunter, aber in keinem Fall unter 60 °C. Auch für die Auskühlung des Nahwärmewassers werden in Dänemark typischerweise hohe Werte von etwa 40 K erreicht. In günstigen Fällen werden Rücklauftemperaturen von nur 30 °C erreicht [Dff 1998].

Die wirkungsvollste Maßnahme zur günstigen Beeinflussung der Vor- und Rücklauftemperaturen ist eine Verbesserung der Wärmedämmung der versorgten Gebäude. Durch den dann geringeren Wärmebedarf sind die Heizkörper überdimensioniert bzw. sie können je

⁶ Wärmepumpen mit Erdwärmetauschern werden hier nur dann zur Geothermie gerechnet, wenn die Temperaturen im Erdreich an der Stelle des Wärmetauschers bereits deutlich über den mittleren Temperaturen an der Erdoberfläche liegen.

⁷ Bei korrekt ausgeführten Zentralheizungssystemen sinkt die Rücklauftemperatur, wenn der Vorlauf angehoben wird. Eine Senkung der Vorlauftemperatur ist daher nicht unter allen Umständen vorteilhaft.

nach Bedarf schon bei geringeren Vor- oder Rücklauftemperaturen das Haus warm halten. Im Vergleich mit den doch relativ teuren regenerativen Energien wird sich eine verstärkte Wärmedämmung auch aus wirtschaftlicher Sicht lohnen.

14.2.2 Aktuelle Beheizungsstruktur und Entwicklungstrend

Bei der Integration regenerativer Energien in die vorhandenen Beheizungsstrukturen treten die im vorhergehenden Abschnitt dargestellten Probleme auf. **Tabelle 14.2** fasst das oben Aufgeführte in kurzer Form zusammen. Deutlich erkennbar ist, dass sich Holz am leichtesten in die vorhandenen Beheizungsstrukturen einpassen lässt. Am größten sind die Probleme bei der Geothermie.

Wie sich die aufgezeigten Probleme bei einer zukünftigen verstärkten Nutzung regenerativer Energien im Wärmemarkt auswirken werden, kann wenigstens ansatzweise an der heutigen Beheizungsstruktur und den zugehörigen Entwicklungen am Markt abgelesen werden. Die Untersuchungen müssen sich dabei weitgehend auf Holz beschränken, da in den einschlägigen amtlichen Statistiken Geothermie vollständig und die solare Wärme aufgrund ihrer heute noch geringen Bedeutung weitgehend vernachlässigt werden. Folgende Quellen für eine Analyse des aktuellen Heizungsmarktes wurden herangezogen:

- die Gebäude- und Wohnungsstichprobe 1993 des Statistischen Bundesamts
- die Mikrozensus-Zusatzerhebung von 1998 des Statistischen Bundesamts
- aus der Bautätigkeitsstatistik die Tabelle HB5B (Fertigstellungen im Wohn- und Nichtwohnbau nach Art der Beheizung)
- die dem Schornsteinfegerhandwerk durch die 1. BImSchV vorgeschriebenen Übersichten über ihre Messergebnisse
- verschiedene Umfragen bei Herstellern von Holzfeuerungen und dem zugehörigen Handel.

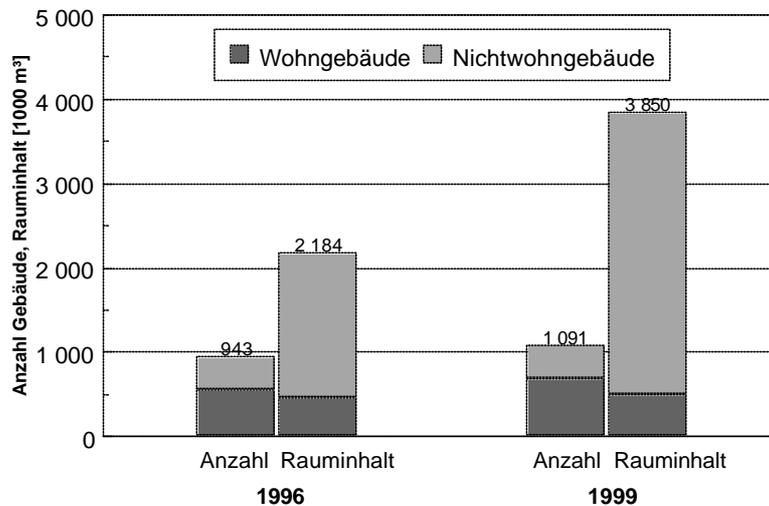
Tabelle 14.2: Problemfelder bei der Umstellung von konventionellen Heizsystemen auf regenerativen Energien

	Vorhandenes konventionelles Heizsystem					
	Fernwärme	Blockheizung	Zentralheizung		Etagenheizung	Einzelöfen
Brennstoff	Alle	Alle	Öl	Gas, Strom	Alle	Öl, Gas, Strom, Kohle, Holz
Geothermie	<ul style="list-style-type: none"> • Temperaturniveau • Temperaturspreizung 	Zu geringer Wärmebedarf	Umrüstung auf Nahwärme notwendig		Zunächst auf jedem Fall Umrüstung auf Zentralheizung	Umrüstung auf Sammelheizung und Nahwärme
Solare (Raum-) Wärme	<ul style="list-style-type: none"> • Dezentrale Einspeisung • Rücklauf-temperatur 	Relativ einfach	Umrüstung auf Nahwärme notwendig			Umrüstung auf Sammelheizung und Nahwärme
Biomasse	Problemlos	Problemlos	Entweder Nahwärme oder Holzlager (z.B. Pellets im Ölkeller)	Entweder Nahwärme oder zusätzliches Holzlager		<ul style="list-style-type: none"> • Umrüstung auf Sammelheizung • Entweder Nahwärme oder Holzlager

Besonders detaillierte Daten liegen aus den Neubaustatistiken vor (**Abbildung 14.24**). Die Anzahl der mit Holz⁸ beheizten, im jeweiligen Jahr neu errichteten Wohngebäude stieg von 558 im Jahr 1996 innerhalb von 3 Jahren auf 694 im Jahr 1999. Damit lag der Anteil der mit Holz betriebenen Wohngebäude immer noch unter 0,3 % am gesamten Neubau, der Anteil der Wohnungen sogar noch darunter. Die Anzahl der mit Holz beheizten Nicht-Wohngebäude blieb mit ca. 390 zwar konstant (Anteil an allen Nicht-Wohngebäuden knapp 1 %), aber die Gebäude wurden größer, sodass das Volumen der derart beheizten Nicht-Wohngebäude sich innerhalb von 3 Jahren fast verdoppelte. Das beheizte Volumen der Nicht-Wohngebäude beträgt etwa das 7-fache der Wohngebäude (im Mittel über alle Beheizungsarten liegt für Neubauten das Volumenverhältnis von Wohn- zu Nicht-Wohngebäuden bei 1:1). Dies weist darauf hin, dass vermutlich auch im Gebäudebestand den Wohngebäuden bei der energetischen Nutzung von Holz nur eine untergeordnete Bedeutung zukommt. Der größere Teil der heute zur Beheizung genutzten Holzmengen dürfte in einem der ca. 50.000 holzverarbeitenden Betriebe Deutschlands verbrannt werden.

In Bayern wurde die energetische Nutzung von Biomasse in den letzten Jahren besonders stark gefördert. Allein für dieses Bundesland wird heute mehr als die Hälfte der neu errichteten Gebäude mit Holzheizung ausgewiesen.

Die Statistik weist auch eine wachsende und überraschend hohe Anzahl überwiegend solar beheizter Gebäude aus, für 1999 insgesamt 213 Gebäude, davon 82 allein in Bayern. Zweifelhaft bleibt dabei, ob diese Solarhäuser die geplante überwiegend solare Beheizung in der Praxis tatsächlich erreichen werden.



Quelle: Baustatistik des St. Bundesamtes

Holzzub.pre

Abbildung 14.24: Holzheizungen in fertiggestellten Neubauten

Durch die jährlich zu erstellende Schornsteinfegerstatistik werden gemäß 1. BImSchV alle im jeweiligen vergangenen Jahr neu errichteten Holzfeuerungen mit Feuerungsleistungen

⁸ In der Tabelle HB5B wird Holz unter der Rubrik „Sonstige“ erfasst. Dort ist aber praktisch nur Holz subsummiert, da Gas, Öl, Kohle, Strom, Wärmepumpen, Solarenergie und Fernwärme bereits unter anderen Rubriken aufgeführt werden.

> 11 kW sowohl im Neubau als auch im Gebäudebestand erfasst. Alle mechanisch beschickten Feuerungsanlagen⁹ werden außerdem auch nach der erstmaligen Messung einmal jährlich überprüft. Der jährliche Zubau dieser Anlagen folgt aus dem Vergleich der Schornsteinfegerstatistiken aufeinanderfolgender Jahre. Aus den Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks kann somit die Anzahl der jährlich neu errichteten Holzfeuerungen >11 kW ermittelt werden. Demnach nahm zwischen 1997 und 1999 die Anzahl der handbeschickten Feuerungen von 9.710 auf 7.087 deutlich ab und die der mechanisch beschickten verminderte sich von 1.692 auf 1.385. Dies deutet auf einen Rückgang des Umsatzes am Markt für größere Holzheizungen hin.

Optimistischere Zahlen für das Marktvolumen wurden von [Hartmann 1997] durch Umfragen bei den Herstellern von Holzkesseln ermittelt. Für Zentralheizsysteme (Nennleistungen > 11 kW) wurde für 1994 ein Absatz von insgesamt 17.538 ermittelt, davon 2.233 mit automatischer Beschickung. Die ebenfalls abgefragten Prognosen der Hersteller resultierten für 1996 in einem stark wachsendem Marktvolumen von 27.749 Zentralheizungen, davon 3.104 automatisch. Hartmann weist in seinen Veröffentlichungen darauf hin, dass bei einer anderen Markterhebung von Kienbaum für 1994 nur ein Inlandsabsatz von 9.800 Feststoffheizkesseln ermittelt wurde, davon 3,450 hauptsächlich für Kohle.¹⁰

Bei Kachelöfen und Kaminen mit einer Feuerungsleistung < 15 kW gab es eine sehr positive Marktentwicklung. Nach Angaben der Genossenschaft der Kachelofenbauer hat sich die Anzahl abgesetzter Anlagen im Zeitraum von 1993 bis 1998 auf gut 200.000 nahezu verdoppelt. Diese „Zieröfen“ decken i.A. nur einen geringen Teil des Wärmebedarfs des betroffenen Gebäudes ab. Sie tragen aber zur Gemütlichkeit bei und verschaffen dem Besitzer das Gefühl einer zusätzlichen Versorgungssicherheit.

Im Unterschied zu den bisher angeführten Quellen beziehen sich die 1 % Stichproben des Statistischen Bundesamtes von 1993 und 1998 nur auf Wohngebäude, hier jedoch nicht nur auf Neubauten, sondern auf den gesamten Bestand (**Abbildung 14.25**). Der Anteil der mit Einzelöfen beheizten Wohnungen sank in diesem Zeitraum von 22 % auf nur noch 13 %. Dabei nahm auch die Anzahl der mit Holz beheizten Wohnungen von etwa 1 Mio. (4 %) auf 381.000 (1,1 %) ab.¹¹

Auch wenn die Datenlage im Gebäudebestand aufgrund fehlender Erhebungen im Bereich der Nicht-Wohngebäude nicht vollständig ist und auch bezüglich des derzeitigen Marktvolumens nicht alle Fragen geklärt werden können, so lassen sich dennoch einige wesentliche Schlussfolgerungen für die Wechselwirkungen zwischen der bestehenden Beheizungsstruktur und einer zukünftig verstärkten Nutzung der regenerativen Energien, insbesondere der Biomasse, ziehen:

- Die energetische Nutzung von Biomasse war bisher bei Ölpreisen um 50 Pf/l kein Selbstläufer. Die Anzahl der mit Holz beheizten Wohnungen nahm sogar deutlich ab.
- Der Anteil der mit Holz beheizten Neubauwohnungen ist extrem gering. Da in Neubauten etwaige Änderungen in den Präferenzen bei der Beheizung am frühesten zum Ausdruck

⁹ In Sonderfällen auch handbeschickte Kessel mit Leistungen > 50 kW in Holzverarbeitenden Betrieben.

¹⁰ Nach den Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks ist dagegen der Anteil der Kohlekessel vernachlässigbar gering.

¹¹ Nicht plausibel ist der gemäß den amtlichen Angaben erfolgte Rückgang bei den Holzzentralheizungen von 170.000 (1993) auf nur noch 15.000 im Jahr 1998. Hier liegt der Verdacht nahe, dass durch den Mikrozensus die Realität nicht korrekt abgebildet wird.

kommen, zeigt dies die Notwendigkeit zusätzlicher Maßnahmen zur verstärkten Nutzung von Biomasse besonders deutlich an.

- Werden im Bestand neue Holzheizkessel installiert, so kann davon ausgegangen werden, das auch schon zuvor mit Holz geheizt wurde.
- Eine Verdrängung von Öl- oder gar Gasheizungen durch Holzfeuerungen scheint höchstens auf der Basis komfortabler Holzpellets möglich.
- Für eine Umstrukturierung des Wärmemarktes zu Gunsten von regenerativen Energien ist eine stärkere Verbreitung von Nahwärme unumgänglich. Dies gilt für Geothermie und solare Beheizung in noch stärkerem Maße als für die energetische Nutzung von Biomasse.

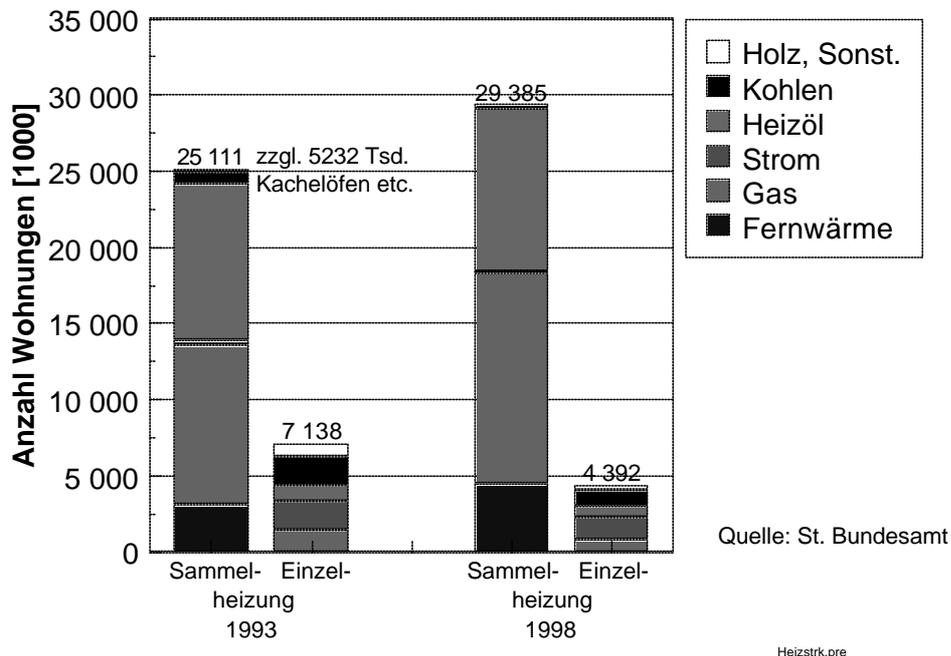


Abbildung 14.25: Beheizungsstruktur der Wohnungen in Deutschland

14.2.3 Das maximale Potenzial für Nah- und Fernwärme in Deutschland

Langfristig ist ein massiver Ausbau von Nahwärmenetzen eine entscheidende Vorbedingung für die umfassende Nutzung regenerativer Energien im zukünftigen Wärmemarkt. Dies ist technisch durchaus möglich. Das technische Potenzial für Nahwärme wird nur durch den Wärmeverlust im Verteilnetz begrenzt. Die hierbei ungünstigsten Randbedingungen bezüglich der Siedlungsdichte sind dabei in Landgemeinden zu erwarten. Dazu wurde beispielhaft eine detaillierte Untersuchung in der Kommune Wiernsheim durchgeführt, deren Einwohnerzahl bei 6.300 liegt, aufgeteilt auf 4 Teilorte. Die Kommune wurde in über 30 Teilgebiete mit jeweils einheitlicher Bebauungsstruktur aufgeteilt. Für jedes dieser Gebiete wurde ein Nahwärmenetz ausgelegt und die zu erwartenden Verluste errechnet. Das Ergebnis ist in **Abbildung 14.26** dargestellt [Wiernsheim 1998].

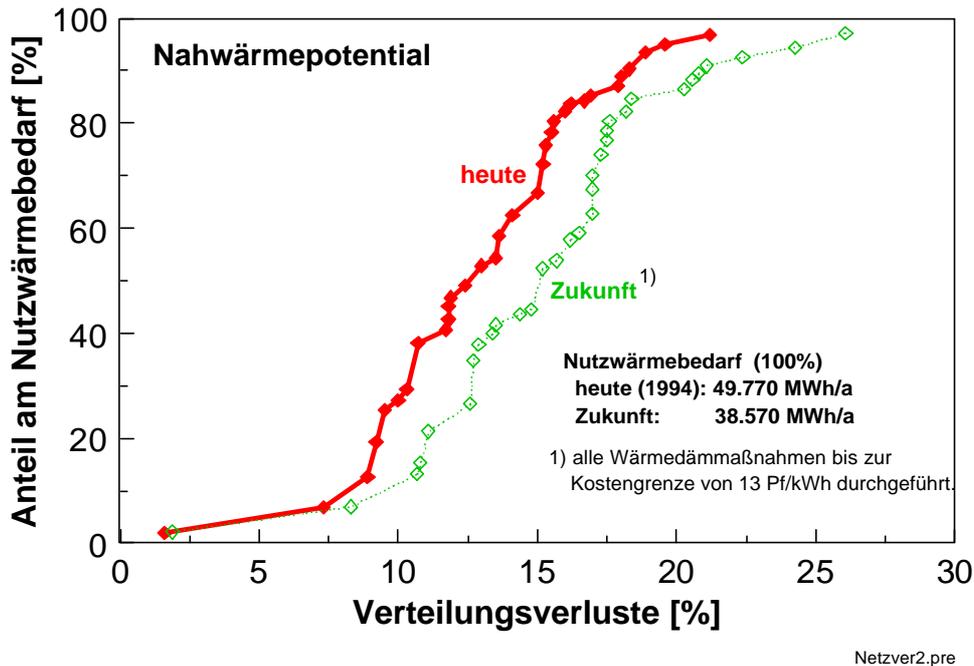


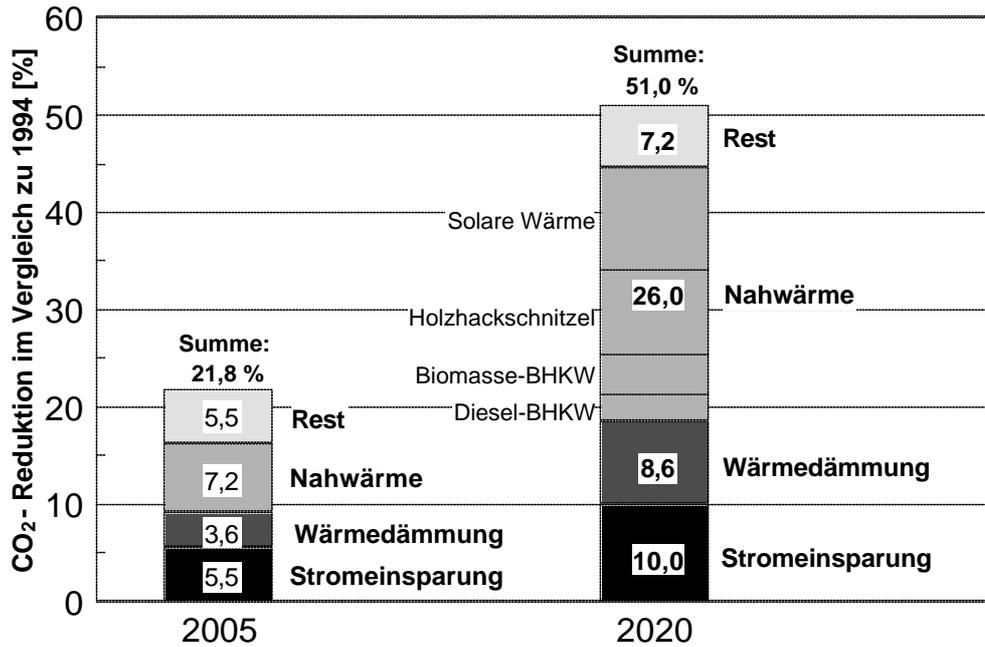
Abbildung 14.26: Nahwärmepotenzial einer Landgemeinde

In fast allen Teilgebieten liegen die Netzverluste unterhalb von 20 %. Über 85 % des gesamten Raumwärmebedarfs entfällt auf Gebäude innerhalb dieser Gebiete. Dies bleibt auch dann noch richtig, wenn 30 % des Raumwärmebedarfs durch Verbesserungen bei der Wärmedämmung eingespart werden. Werden alle Teilgebiete, deren errechnete Netzverluste unterhalb von 20 % der in das Netz eingespeisten Wärmemenge liegen, zu einem großen Netz zusammengeschlossen, so liegt der mittlere Wärmeverlust bei 15 %.

Für die gleiche Landgemeinde wurde nachgewiesen, dass bis 2020 die CO₂-Emissionen durch geeignete Maßnahmen im Strom- und Wärmemarkt halbiert werden können (ohne Emissionen des Verkehrs). Die Hälfte dieser Einsparungen wird erst durch das Verlegen von Nahwärmeleitungen möglich (**Abbildung 14.27**).

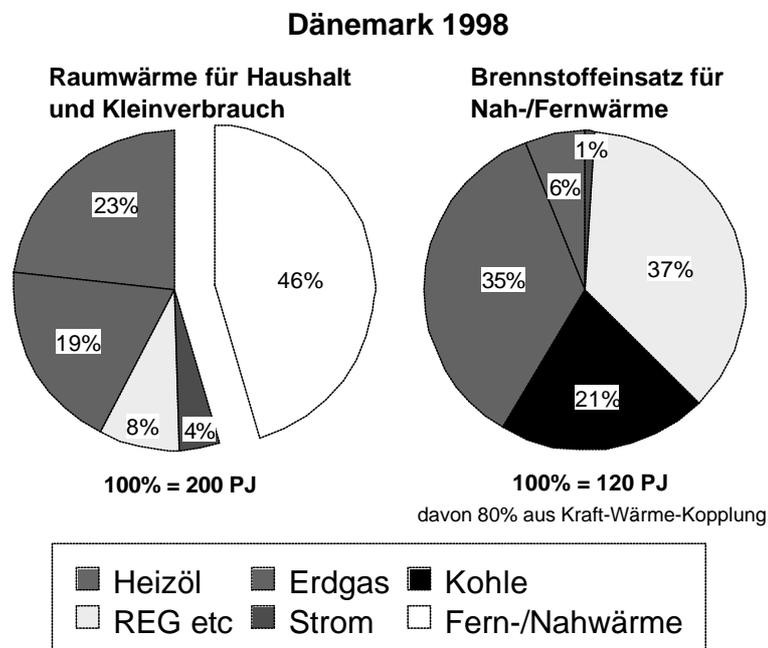
Bei der Ermittlung des maximalen Potenzials von Nah- und Fernwärme ist ein Blick nach Dänemark hilfreich. Während in Deutschland der Anteil von Fern- und Nahwärme bei etwa 12 % liegt, ergibt sich in Dänemark der vierfache Wert (**Abbildung 14.28, linkes Diagramm**).

Die in der dänischen Energiebilanz ausgewiesenen Verluste in den Wärmeverteilnetzen liegen bei 20 %. Sie sind damit doppelt so groß wie der deutsche Mittelwert und auch noch deutlich höher als der für obige Landgemeinde errechnete Wert von 15 %. Der für diese Gemeinde gewählte Grenzwert für nahwärmehöfliche Gebiete kann daher als konservativ gelten. Die hohen Netzverluste in Dänemark rühren daher, dass erstens bei einer gegenüber Deutschland nur halb so großen Bevölkerungsdichte auch die Siedlungsflächen lockerer bebaut und zweitens mit großer Selbstverständlichkeit auch ländliche Kommunen für die Nahwärme erschlossen werden – was in Deutschland bisher kaum vorstellbar ist. Voraussetzung und Folge der großflächig realisierten Nahwärmenetze in Dänemark sind sehr günstige Kosten für das Verlegen der Leitungen. Die Baukosten je Trassenmeter liegen bei nur 1/3 des in Deutschland üblichen.



Klim_S1.pre

Abbildung 14.27: Anteil der Nahwärme an den Maßnahmen zur CO₂-Reduktion in einer Landgemeinde



District.pre

Abbildung 14.28: Beheizungsstruktur nach Energieträgern und Brennstoffeinsatz für Fernwärme in Dänemark

Dass die Einsatzmöglichkeiten von regenerativen Energien im Wärmemarkt durch Nahwärmenetze tatsächlich günstiger werden, kann ebenfalls am Dänischen Beispiel demonstriert werden. Mehr als ein Drittel des Brennstoffeinsatzes für die Beheizung der an Nahwärme oder Fernwärme angeschlossenen Gebäude stammen aus regenerativen Energien (**Abbildung 14.28, rechtes Diagramm**).¹²

Nahwärme in Landgemeinden gibt es nicht nur in Dänemark. Auch in Österreich oder Südtirol wurden in jüngerer Zeit eine größere Anzahl von Holzheizwerken zur Wärmeversorgung ganzer Dörfer errichtet.

Für ganz Deutschland liegt der Anteil des Wärmemarkts, der durch Nah- oder Fernwärme im Mittel erschlossen werden kann, höher als in der oben dargestellten Landgemeinde. Für größere Flächen kann das Potenzial der Fernwärme anhand von Siedlungstypen ermittelt werden. Nicht für Fernwärme geeignet sind Streusiedlungen mit einer geringen Wärmedichte. Für das Saarland wurde anhand einer Luftkartierung die gesamte Siedlungsfläche des Landes in Siedlungstypen aufgeteilt und der Anteil der Streusiedlungen bestimmt [Saarland 1997]. Auf die Gebäude innerhalb dieser Streusiedlungen entfielen knapp 5 % der Raumwärmekosten im gesamten Saarland. Für deutsche Verhältnisse sind die saarländischen Siedlungsflächen nur locker bebaut. Der Quotient aus Einwohnerzahl und der Gebäude- und Freifläche von Wohngebieten ist mit Ausnahme von Niedersachsen der geringste aller westdeutschen Bundesländer.¹³ Es kann daher davon ausgegangen werden, dass der Anteil des Wärmemarktes, der in ganz Deutschland durch Fernwärme erschließbar ist, noch höher liegt als im Saarland. Dies wird beispielsweise durch grundlegende Untersuchungen im Rhein-Neckar-Raum bestätigt [Winkens 1984]. Dort beträgt der Anteil der Streusiedlungen am Wärmebedarf nur 0,8 %. In der zitierten Untersuchung wird ein wirtschaftliches Fernwärmepotenzial von 97 % nachgewiesen, falls sich der damalige Ölpreis von 50 Pf/l um 70 % auf 84 Pf/l (Geldwert von 1980) erhöht.

Es kann daher davon ausgegangen werden, dass über 95 % des deutschen Wärmemarktes für Fern- und Nahwärme erschließbar sind. Für die dabei in Kauf zu nehmenden Wärmeverluste kann im Mittel von ca. 15 % ausgegangen werden. Sie sind somit geringer als der heutige Wert in Dänemark.

Die Problemfelder, welche bei der Versorgung unterschiedlicher Siedlungstypen mit regenerativen Energien zu berücksichtigen sind, sind in **Tabelle 14.3** dargestellt. Auch hier zeigt sich, dass sich Biomasse vergleichsweise einfach in die bestehenden Siedlungsstrukturen integrieren lässt. Bei Geothermie resultieren die Probleme aus den großen Wärmeleistungen, die je Bohrloch erschlossen werden sowie dem zugehörigen Nahwärmenetz. Bei solarer Nahwärme ist neben der Voraussetzung einer für Nahwärme geeigneten Siedlungsstruktur auch zu beachten, dass in Einfamilienhaussiedlungen die Kollektorinstallation auf den kleinen, meist noch untergliederten Dächern vergleichsweise teuer ist und außerdem lange Leitungen von den Dächern bis zum zentralen Speicher benötigt werden.

¹² Der größte Teil des verbleibenden Rests wird aus großen Kohlekraftwerken ausgekoppelt.

¹³ Für die neuen Bundesländer liegen keine Zahlen vor.

Tabelle 14.3: Problemfelder bei der Versorgung verschiedener Siedlungstypen mit regenerativen Energien

	Streusiedlungen	Einfamilienhaussiedlungen und Dorfkerne	Städtische Bebauung	Industrie- und Gewerbegebiete
Geothermie	Ungeeignet	Bei kleineren Siedlungsgebieten wird der Mindestwärmebedarf nicht erreicht	i.A. problemlos	i.A. problemlos
Solare (Raum-) Wärme	<ul style="list-style-type: none"> • Für Nahwärme ungeeignet • Heizungsunterstützung mit geringem solaren Deckungsanteil ist möglich 	<ul style="list-style-type: none"> • Kleine Dächer (d.h. teures Kollektorfeld) • Hohe Verluste in der Verrohrung zwischen Dach und Speicher. 	<ul style="list-style-type: none"> • Geringe solare Deckungsanteile • Platzbedarf für größere Speicher 	Große Dächer (d.h. günstige Kollektorfeldkosten)
Biomasse	<ul style="list-style-type: none"> • Für Nahwärme ungeeignet • Ölkeller kann zu Pelletlager umgerüstet werden 	Problemlos	Platzbedarf für Holzlager	Problemlos

14.2.4 Verbesserungen bei der Wärmedämmung der Gebäude

Sehr hohe Einsparungen sind durch eine Verbesserung der Wärmedämmung von Altbauten, insbesondere der Baualterklassen vor in Kraft treten der 1. WSchVO möglich. Bereits 1990 wurde vom Institut für Wohnen und Umwelt ein teilweise sehr kostengünstiges Einsparpotenzial von 50 % nachgewiesen, welches bei einem Ölpreis von 1,20 DM/l vollständig und wirtschaftlich erschlossen werden kann [IWU 1990]. Dieses Potenzial kann aufgrund der langen Renovierungszyklen für die Gebäudehülle nur langsam erschlossen werden. Ohne Erschließung dieses Potenzials ist eine zukunftsfähige Entwicklung kaum möglich. Erste vorsichtige Schritte (nachträgliche Dämmung der obersten Geschosdecke in Altbauten), diese Entwicklung auch unter Einsatz des Ordnungsrechts zu beschleunigen, sind in den Entwürfen zur neuen Energieeinsparverordnung vorgesehen.

Ein abnehmender Wärmebedarf der Gebäude wirkt sich meist positiv auf den Einsatz von regenerativen Energien aus. Unabhängig vom Heizsystem hat eine Verstärkung der Wärmedämmung folgende Auswirkungen:

- Der jährliche Energie- bzw. Brennstoffbedarf zur Erzeugung von Raumwärme sinkt.
- Die für die Beheizung notwendigen Minimaltemperaturen des die Heizkörper durchfließenden Heizwassers nimmt ab. Eine Halbierung des energetischen Wärmebedarfs reduziert auch den Leistungsbedarf am kältesten Wintertag um ca. 45 %. Die Temperaturen von Heizkörpern, welche bisher eine Vor-/Rücklauftemperatur von 90/70 °C benötigten, kann um ca. 25 K abgesenkt werden.

Die Auswirkungen einer verbesserten Wärmedämmung auf Auslegung und Kosten des früher oder später zu ersetzenden Heizkessels sind gering. Die Investitionen sinken kaum bei abnehmender Leistung. Außerdem wird die Minimalleistung der Kessel in Einfamilienhäusern heute i.A. durch die Leistungsspitzen für die Warmwasserbereitung und nicht von dem Bedarf an Raumwärme bestimmt. Verbesserungen an der Wärmedämmung führen zu Einsparungen bei der Brennstoffrechnung, auf die Investitionskosten für die Erneuerung der Heizungsanlage bleiben sie ohne Folgen. Bei einem Nahwärmesystem können bei abnehmendem Wärmebedarf die Verteilleitungen und der Kessel in der Heizzentrale kleiner ausgelegt werden. Dies ergibt einen kleinen Vorteil zu Gunsten von regenerativen Energien in Verbindung mit Nahwärmenetzen.

Auch unter Berücksichtigung weiterer Kriterien ergeben sich insgesamt mehr Vor- als Nachteile für die regenerativen Energien durch eine verbesserte Wärmedämmung, welche im Folgenden aufgezählt werden:

1. Solare Wärme

- Durch verbesserte Wärmedämmung kann mit einem kleineren Kollektorfeld und einem kleineren Speicher der gleiche solare Deckungsanteil erreicht werden. Es werden Investitionskosten für die Solaranlage gespart.
- Alternativ kann mit der gleichen Solaranlage aufgrund verbesserter Wärmedämmung ein höherer solarer Deckungsanteil erreicht werden als zuvor. Der absolute Ertrag der Solaranlage nimmt dabei allerdings etwas ab, sodass die auf die Kilowattstunde bezogenen solaren Wärmegestehungskosten ansteigen.
- Durch verminderte Rücklauftemperaturen kann dem Solarspeicher mehr Wärme als bisher entnommen werden. Dadurch können Investitionskosten gespart oder der Deckungsanteil vergrößert werden.

- Mit dem begrenzten Dachflächenpotenzial lässt sich ein höherer Anteil am Wärmemarkt solar abdecken.

2. Geothermie

Eine verbesserte Wärmedämmung wirkt sich aufgrund des geringeren Temperaturbedarfs im Nahwärmenetz auf folgende Weise günstig aus:

- Die Bohrtiefe für die Wärmetauschersonden kann verringert werden.
- Falls Wärmepumpen zur Temperaturerhöhung der geothermischen Wärme benötigt werden, so wird die Leistungsziffer ansteigen.
- Mit der gleichen Bohrung lässt sich eine größere Anzahl von Gebäuden versorgen.

3. Biomasse

- Mit dem begrenzten Potenzial lässt sich ein größerer Anteil am Wärmemarkt erschließen.
- Aus wirtschaftlicher Sicht kann sich eine verbesserte Wärmedämmung bei Biomasse ungünstig auswirken, da die eingesparte Brennholzmenge häufig weniger Wert ist als die gleiche Menge eingesparten Heizöls.
- Das Gleiche gilt für Biogas, insbesondere wenn die bereitgestellte Wärme ohnehin nicht vollständig genutzt werden konnte.

Nahwärme und Individualheizungen

Eine verbesserte Wärmedämmung beeinflusst auch die Entscheidung zwischen Nahwärme und individuellen Zentralheizungen in jedem Haus. Durch geringere Vor- und Rücklaufemperaturen können die Netzverluste zwar gesenkt werden, jedoch nicht im gleichen Ausmaß wie die Nachfrage nach Wärme in den Gebäuden. Die prozentualen Netzverluste steigen daher an. Bei Zentralheizungen ist dagegen bei geeigneter Auslegung des Heizkessels keine Abnahme des Wirkungsgrads zu erwarten. Insofern begünstigt eine verbesserte Wärmedämmung die individuellen Heizungsform. Bei extremer Wärmedämmung nimmt der Energiebedarf soweit ab, dass Stromheizungen mit geringen Investitionskosten sich trotz der hohen Stromkosten lohnen. Dies ist allerdings erst bei einem Raumwärmebedarf unterhalb von ca. 30 kWh/m²,a der Fall, ein Wert, der sich im Altbaubestand realistischweise nicht erreichen lässt.

Für Neubauten ist ein extrem geringer Wärmebedarf leichter zu erreichen als bei Altbauten. In heutigen Neubaugebieten profitiert andererseits auch die Nahwärme von der hohen Gebäudedichte und entsprechend kurzen Leitungsstücken zwischen den Häusern [Nast 1996] sowohl bei den Investitionskosten als auch bei den Netzverlusten. Empfindliche Netzverluste treten erst auf, wenn die Wärmedämmung der Neubauten nahezu den Passivhausstandard erreicht.

Hier wird ein aus Sicht einer zukunftsfähigen Entwicklung wünschenswerter Wettbewerb zwischen regenerativen Energien einerseits und extremer Wärmedämmung mit Strom- oder Wärmepumpenheizungen andererseits möglich [Feist 1997]. Dieser Wettbewerb ist vom Prinzip her nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten zu entscheiden. Werden bei Neubauten spezifische Verbrauchswerte unterhalb des in der WSchVO von 1995 vorgegebenen Grenzwerte angestrebt, so sind gemäß Untersuchungen der Universität Stuttgart [Mangold 1998] Solaranlagen einer weiter verbesserten Wärmedämmung vorzuziehen. Die Unterschiede scheinen jedoch so gering, dass hier letztendlich die örtlichen Gegebenheiten und die persönlichen Vorlieben der Bauherren und Architekten entscheiden werden.

Alle Prognosen gehen von einem Rückgang der Neubauaktivitäten aus. Insofern wird der Energieverbrauch der bereits heute existierenden Gebäude noch für viele Jahrzehnte den Wärmebedarf des Aktivitätsfelds Wohnen dominieren. Bedeutung hat der Neubausektor jedoch wegen seiner Leitfunktion für übertragbare Verbesserungen im Altbaubestand.

14.2.5 Sonstige Probleme und Chancen beim Aufbau einer regenerativen Wärmeversorgung

Der Wärmemarkt wird in Zukunft kaum wachsen. Alle Gebäude werden bereits beheizt und mit Warmwasser versorgt. Bei einer verstärkten Markteinführung regenerativer Energien müssen daher andere (fossile) Brennstoffe und die zugehörige Anlagentechnik verdrängt werden. Realistischerweise muss daher mit Widerstand aus denjenigen Branchen gerechnet werden, die einen Rückgang bei ihren angestammten Geschäftsfeldern befürchten müssen. **Tabelle 14.4** gibt einen Überblick über die von der verstärkten Nutzung regenerativer Energien am meisten betroffenen Branchen.

Tabelle 14.4: Problemfelder bei den vom Ausbau der regenerativen Energien beeinträchtigten Branchen

	Heizölhandel, Gas- und Energieversorger	Heizungs- installateure	Schornstein- feger
Solares Brauchwasser	-	+	o
Holzzentralheizung	-	o	+
Nahwärme aus Geo- thermie, Biomasse oder Solarkollektoren	--	-	--
+ bedeutet „zusätzliche Geschäftsfelder“ o bedeutet „keine Veränderung oder indifferent“ - bedeutet „geringfügigen Rückgang im angestammten Geschäftsfeld“ -- bedeutet „stärkerer Rückgang im angestammten Geschäftsfeld“			

Durch Verbreitung von Holzzentralheizungen wird der Heizölabsatz¹⁴ und durch solare Brauchwasseranlagen auch der Gasabsatz zurückgehen. Aufgrund des geringen Potenzials wird dies aber nur geringe Auswirkungen auf den Brennstoffhandel haben. Für Installateure und Schornsteinfeger ergeben sich sogar Vorteile, da die Solaranlagen einschließlich der zugehörigen Speicher und Verrohrungen zusätzlich zu den Heizkesseln installiert werden müssen und Holzfeuerungen aufgrund der aufwändigeren Schornsteinreinigung höhere Kehrgebühren erfordern.

Die Umstellung eines ganzen Siedlungsgebiets auf Nahwärme – egal welche regenerative Energie eingesetzt wird – hat größere Auswirkungen. Für die Heizungsinstallateure wird ein Rückgang beim Absatz von Heizkesseln wenigstens teilweise durch zusätzliche Aufträge bei der Installation von Übergabestationen und Arbeiten in der Heizzentrale ausgeglichen. Für den Kaminkehrer kann der Schornstein der Heizzentrale nicht die vielen jetzt unbenutzten Kamine und die jährlichen Überprüfungen der demontierten bisherigen Feuerungsanlagen ersetzen. Widerstände des Schornsteinfegerhandwerks im Vorfeld einer geplanten Nahwärmanlage können erheblichen Schaden anrichten, da die Kaminkehrer ihre regelmäßigen

¹⁴ Holzheizungen werden bevorzugt in ländlichen Gebieten eingesetzt, wo es meist noch keine Gasversorgung gibt.

Kundenkontakte nutzen können, um in der Bevölkerung Stimmung gegen Nahwärme zu verbreiten. Nahwärmeprojekte rechnen sich aber nur dann, wenn ein großer Teil der betroffenen Hausbesitzer mit einem Anschluss gleich nach Beendigung der Rohrverlegungen einverstanden ist.

Mit noch größeren Widerständen gegen Nahwärme ist in Siedlungsgebieten zu rechnen, in denen bereits Gasleitungen verlegt wurden. Insbesondere wenn diese noch nicht abgeschrieben sind, wird sich das betroffene Unternehmen schon frühzeitig gegen Konkurrenz wehren. Ein hinreichend hoher Anschlussgrad für Nahwärme ist unter diesen Umständen nahezu unmöglich. In vielen Fällen wird das Gasnetz von Stadtwerken betrieben, welche auch die geeigneten Betreiber für ein Nahwärmesystem wären. Dies muss die Chancen für Nahwärme nicht unbedingt vollends zunichte machen, wie das Beispiel Sindelfingen aus jüngster Zeit zeigt. Hier wird nach einem Wechsel in den Besitzverhältnissen der Stadtwerke das Fernwärmenetz massiv ausgebaut, obwohl in den betroffenen Straßenzügen bereits Gasleitungen liegen. Durch die Möglichkeit, kostengünstige Wärme aus einer KWK-Anlage zu beziehen, sind allerdings in Sindelfingen die örtlichen Randbedingungen besser als andernorts. Noch wichtiger als die schon länger unverändert gegebenen örtlichen Verhältnisse dürfte aber das Engagement des neuen Leiters der Stadtwerke gewesen sein [Sindelfingen 2001].

Allererste Grundvoraussetzung für eine stärkere Verbreitung von Nahwärme ist eine stärkere Akzeptanz und positive Grundstimmung in der Bevölkerung. Die schwerwiegendsten Bedenken gründen sich auf der vermeintlichen Unabhängigkeit, die ein eigener Heizkessel und ggf. ein halbvoller Öltank bieten. Die mögliche Abhängigkeit von dem Netzbetreiber wird zunächst stärker in das Bewusstsein gerückt als die bereits gewohnte Abhängigkeit von Gas- und Öllieferanten in Sibirien oder im Nahen Osten. Um der deutschen Bevölkerung die Vorteile einschließlich der erhöhten Versorgungssicherheit der zukunfts offenen Nahwärmesysteme klar zu machen, wird noch viel Überzeugungsarbeit geleistet werden müssen. In Dänemark ist diese längst nicht mehr notwendig. Hier ist aus eigener Anschauung bekannt, dass Heizzentralen bei Bedarf leicht und mit vergleichsweise geringen Kosten auf andere Brennstoffe umgerüstet werden können. Ein Beispiel von vielen ist das Heizwerk der Gemeinde Løstør (3.500 Einwohner). Hier wurde aufgrund der sich im Laufe der Zeit ändernden Brennstoffpreise und -besteuerung nacheinander folgende Brennstoffe eingesetzt: Kohle, Öl, Stroh, Holzhackschnitzel und derzeit ein mit Gas betriebenes BHKW. Die hohe Versorgungssicherheit von Nahwärme tritt anhand dieses Beispiels klar zu Tage. Die psychologischen Hemmnisse, die der notwendigen stärkeren Verbreitung von Nahwärme entgegenstehen, sind eines der größten Probleme, die zu Gunsten einer zukunftsfähigen Entwicklung am Wärmemarkt überwunden werden müssen.

Einige bisher noch nicht erwähnte Chancen bezüglich Potenzial, Export- und Arbeitsmarkt, welche sich durch die verstärkte Nutzung regenerativer Energien im Wärmemarkt ergeben, sollen als Abschluss dieses Absatzes aufgezählt werden:

- Grundsätzlich wird durch die Nutzung regenerativer Energien importierter Rohstoff durch inländische Arbeitskraft oder Kapital ersetzt. Dies ist aus volkswirtschaftlicher Sicht positiv zu beurteilen.
- Deutschland ist der in Europa größte Markt für Solaranlagen. Im Unterschied zu den meisten anderen Industrieprodukten werden aber weitaus mehr Kollektoren ein- als ausgeführt. Hier ist noch viel Raum für eine aktive Industriepolitik zu Gunsten des Wirtschaftsstandorts Deutschland.
- Bisher wird in Deutschland nur Biomasse aus lokaler einheimischer Erzeugung genutzt. Dies ist auch für die Zukunft so lange sinnvoll, bis die lokalen Potenziale erschöpft sind. Darüber hinaus besteht dann die Möglichkeit zum Import von Biomasse aus benachbarten

Ländern mit großen Waldflächen, welche u.a. aufgrund einer geringen Bevölkerungsdichte nur unvollständig genutzt werden. Dass der Import von energetisch nutzbarer Biomasse nicht mit prohibitiv hohen Kosten verbunden ist, zeigt bereits das Beispiel von importiertem Salatöl, welches mit einem Ladenpreis von 90 Pf/l gelegentlich bereits billiger als Heizöl war. Bei einem Import von Biomasse ist streng darauf zu achten, dass im Herkunftsland kein ökologischer Schaden angerichtet wird.

14.3 Langfristige Perspektiven: Kraftstoffe aus regenerativen Primärenergieträgern

Der Einsatz ökologisch optimierter Kraftstoffe ist vor allem deshalb attraktiv, weil er auf die ganze Flotte der – technisch für diese Kraftstoffe in Frage kommenden – Fahrzeuge wirkt. Dabei gibt es sowohl die Möglichkeit, herkömmliche Kraftstoffe zu optimieren, als auch die Einführung völlig neuer Kraftstoffe. Die Wahl bestimmter Kraftstoffpfade ist von einem ganzen Bündel von Parametern bestimmt:

- Den *Potenzialen* der jeweiligen Primärenergieträger.
- Dem ökologischen *Substitutionseffekt*, d. h. der Größe an Einsparungen von Umwelteinwirkungen, die mit dem eingesetzten Kraftstoff erzielt werden können.
- Den *Erzeugungskosten*; diese bestimmen die Wirtschaftlichkeit der eingesetzten Verfahren und sind für die Größe der abzusetzenden Menge entscheidend.
- Der *Marktgröße*; zwar können beispielsweise Methanol und Wasserstoff aus Biomasse leichter hergestellt werden als Benzin. Dennoch ist die Menge der Fahrzeuge, die derzeit mit diesen Kraftstoffen fahren können, sehr begrenzt. Dies kann sich durch Einführung von Brennstoffzellen-Fahrzeugen deutlich ändern.

Eine Reihe unterschiedlicher Pfade bietet sich an (**Abbildung 14.29**).

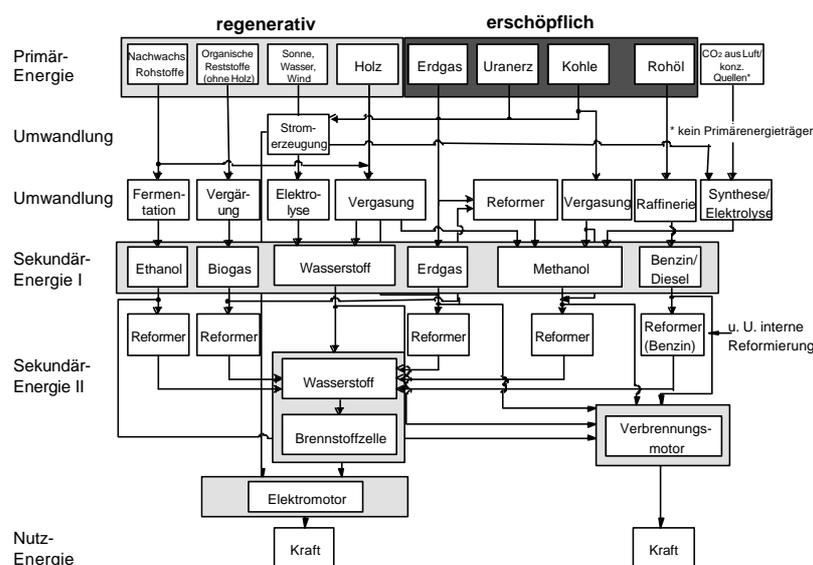


Abbildung 14.29 Verfahrenslinien für die Bereitstellung von Kraftstoffen aus regenerativen (links) und fossilen (rechts) Primärenergieträgern

14.3.1 Verfahren der Kraftstofferzeugung aus regenerativen Energien¹⁵

Kraftstoffe auf regenerativer Basis (Abbildung 14.29) können

- auf regenerativer Stromproduktion;
- auf Biomasse als Primärenergieträger oder
- auf einer Kombination von beidem (z. B. Elektrolyse-Wasserstoff gemischt mit Synthesegas aus Holz)

beruhen.

Als langfristige und aus Potenzialsicht attraktive Einsatzmöglichkeit für Strom als Sekundärenergieträger für die Bereitstellung von Mobilitätsdienstleistungen ist die **elektrolytische Herstellung von Wasserstoff** durch Spaltung von Wasser vorstellbar. Bis heute sind verschiedene Typen von Wasserelektrolyseuren zur Gewinnung von Wasserstoff entwickelt worden.

Die am häufigsten hergestellten kommerziellen Elektrolyseure verwenden einen wässrigen Elektrolyten mit Kalilauge (KOH), wobei das Hydroxid (OH⁻) der Kalilauge die transportierten Ionen stellt (*alkalische Wasserelektrolyse*). Neben dem eigentlichen Elektrolyseur gehört zur kompletten Elektrolyse-Anlage noch die Gleichstromversorgung, die Versorgung mit Kühl- und Prozesswasser, die Reinigung und Trocknung der Prozessgase sowie die Aufbereitung des Elektrolyten.

Weitere Elektrolyseverfahren beruhen auf protonenleitenden Membranen (*Membranelektrolyseur*) oder sauerstoffionenleitfähigen Keramiken (*Hochtemperaturelektrolyse*). Bei letzterer wird das Wasser der Zelle nicht mehr in flüssiger Form, sondern als ca. 900 °C heißer Dampf zugeführt. Die hohen Betriebstemperaturen verringern die zur Aufspaltung des Wasserdampfes in Wasserstoff und Sauerstoff benötigte elektrische Energie und beschleunigen die chemischen Reaktionen. Der Vorteil der Hochtemperaturelektrolyse liegt in dem guten Anlagenwirkungsgrad. Aufgrund des hohen apparativen Aufwandes wird das Einsatzgebiet dieser Anlagen vor allem im großtechnischen Maßstab liegen.

Verbesserungsmöglichkeiten der Elektrolyseanlagen liegen im Bereich verbesserter Katalysatormaterialien, dünnerer Diaphragmen oder anderer Diaphragmamaterialien, geringerer Abstände zwischen den Elektroden, einer Erhöhung der Betriebstemperatur (verbesserte Hochtemperaturelektrolyseure) oder einer Erhöhung des Betriebsdrucks.

Tabelle 14.5: Vergleich verschiedener Wasserelektrolyseure

Parameter	Einheit	Alkalische Elektrolyse	Fortgeschr. Alk. Elektrolyse	Membran-Elektrolyse	HT-Elektrolyse (autotherm)	HT-Elektrolyse (allotherm)
Temperatur	°C	80	90-120	120	900	900
Druck	bar	15	30	30	20	20
Elektr. Energie	kWh _{el} /Nm ³ H ₂	4,6	4	4	3,2	2,6
NT-Wärme	kWh _{th} /Nm ³ H ₂				0,6	0,6
HT-Wärme	kWh _{th} /Nm ³ H ₂					0,5
Primärenergie*	kWh/Nm ³ H ₂	12,8	11,1	11,1	9,6	8,6

* $\eta_{el} = 36 \%$, $\eta_{th} = 90 \%$, $\eta_{Erdgas} = 90 \%$

¹⁵ Für technische Details der Verfahrenslinien vgl. Teilbericht "Ökologische Nachhaltigkeitspotenziale von Verkehrsmitteln und Kraftstoffen", Stuttgart, DLR-STB 2001

Eine zweite Möglichkeit, regenerative Kraftstoffe bereitzustellen, ist die **Erzeugung aus Biomasse** als Primärenergieträger (vgl. hierzu Kapitel 7).

Ethanol (C_2H_5OH) wird durch alkoholische Gärung von Zuckerrüben, Kartoffeln oder Getreide gewonnen. Die Prozessschritte der Ethanolherstellung umfassen die Reinigung und Zerkleinerung der Zuckerrüben, die Extraktion des Zuckerrübensaftes, die Entfernung störender Keime durch Pasteurisierung und die Vergärung durch beigesetzte Hefe, die die Kohlenhydrate der Ausgangsmaterialien spaltet. Schließlich wird durch Destillation, Rektifikation und Absolutierung [Dreier 1999] der Alkohol angereichert. Als Nebenprodukte entstehen zerkleinerte ausgelaugte Rübenschnitzel, die als Ersatz von Sojaschrot verfüttert oder energetisch genutzt werden können, sowie Schlempe, die als Futter- und Düngemittel Verwendung findet, gegebenenfalls nach einer vorangegangenen Vergärung. Ethanol, bekannt als „Trinkalkohol“, wird in speziellen Motoren oder als Mischkraftstoff mit bis zu 25 % Ethanolgehalt eingesetzt. Ethanol kann auch aus Holz bereitgestellt werden.

Rapsöl wird aus gepresstem Rapskorn gewonnen. Die Prozessschritte der Rapsölgewinnung umfassen den Rapsanbau, die Pressung und die Raffination des gewonnenen Öls. Rapsöl lässt sich auch in kleinen Anlagen problemlos herstellen, unterscheidet sich allerdings in seinen Eigenschaften, insbesondere in seiner Zähflüssigkeit, von Benzin und Diesel. Daher kann Rapsöl nur in speziellen Motoren verwendet werden, z. B. dem Elsbeth-Motor.

Durch Umesterung des Rapsöls (Austausch eines im Pflanzenöl gebundenen höherwertigen Alkohols (Glyzerin) durch einen einwertigen Alkohol (Methanol)) können die Eigenschaften des Kraftstoffs dem von Diesel angepasst werden (**Biodiesel**). Hierzu wird ein geeigneter Katalysator und Methanol eingesetzt. Verschiedene Nebenprodukte fallen bei der Produktion an, z. B. Glycerin und Rapskuchen. Biodiesel kann in allen herkömmlichen Dieselmotoren eingesetzt werden kann. Lediglich einige Kunststoffmaterialien müssen ausgetauscht werden.

Eine aktuelle Ökobilanz kommt für die vergleichende Betrachtung von Rapsöl/RME und Diesel für die unterschiedlichen Wirkungskategorien zu unterschiedlichen Ergebnissen [Reinhardt 2000]. Deutliche Vorteile ergeben sich bei der Nutzung energetischer Ressourcen, dem Treibhauseffekt und der biologischen Abbaubarkeit des Rapsöls bei Leckagen und Havarien. Negativ wird hingegen die Bilanz hinsichtlich des Ozonabbaus (Lachgas aus der Düngemittelherstellung und den Stickstoffumwandlungen im Boden), der Versauerung (v. a. durch die Ammoniakemissionen) und der Eutrophierung bei intensivem Einsatz von Düngemitteln und Pflanzenschutzmitteln bewertet. Diese Bewertung ist allerdings abhängig von der Bewertung der anfallenden Kuppelprodukte und den Annahmen bezüglich der Form des Landbaus. Die Einschränkung der Biodiversität hingegen unterscheiden sich nach heutigem Kenntnisstand nicht signifikant vom Vergleichslandbau. Es muss jedoch darauf geachtet werden, dass die Energiepflanzen in eine vernünftige Fruchtfolge integriert werden, um die mit Monokulturen verbundenen Nachteile zu vermeiden.

Auch methanreiches **Bio-, Klär- oder Deponiegas** eignet sich als Kraftstoff. Biogas entsteht durch Vergärung von organischen Reststoffen. Im Unterschied zu aeroben Prozessen wird der Kohlenstoff nicht vollständig oxidiert; vielmehr besteht das bei der Vergärung produzierte Biogas aus ungefähr zwei Dritteln Methan. Das Biogas kann in Verbrennungsmotoren eingesetzt werden. Auch Brennstoffzellen eignen sich grundsätzlich dazu. Wegen des begrenzten Potenzials von Biogas besteht eine deutliche Konkurrenz zur stationären Nutzung in BHKWs.

Die Vergasung von Biomasse, die bei geringeren Temperaturen als die Kohlevergasung stattfinden kann, führt zu einem **wasserstoffreichen Synthesegas**. Es besteht aus H_2 , CO , CO_2 , CH_4 und, bei Vergasung mit Luft, beträchtlichen Anteilen von N_2 . Der Wasserstoffgehalt ist abhängig von eingesetzten Vergasungsverfahren und -medien.

Die höchsten Wasserstoffkonzentrationen weist die allotherme Wasserdampfvergasung auf, bei der die Wärme von außen zur Verfügung gestellt wird. Die Verfahrensschritte umfassen nach der Vergasung die Entstaubung in einem Zyklon, die Erzeugung von Dampf in einem Abhitzekeessel, die Filterung und Reinigung in einem Wäscher. Das Synthesegas kann entweder direkt in einem Gasmotor bzw. einer Brennstoffzelle (nach Entschwefelung) genutzt oder mit einer Druckwechseladsorptionsanlage zu reinem Wasserstoff gereinigt werden. Für die Wasserstofferzeugung ist es zur Erhöhung der Wasserstoffausbeute erforderlich, nach dem Zyklon einen Methan-Cracker sowie eine Shift-Reaktion zwischenzuschalten. Nutzungsgrade der Wasserstoffbereitstellung der Gesamtanlage liegen typischerweise zwischen 55 und 70 % [Dreier 1999, Pehnt 2000].

Die Herstellung von **Methanol aus Biomasse** basiert ebenfalls auf dem thermischen Konversionsverfahren der Vergasung. Der zugeführte Brennstoff durchläuft verschiedene Reaktionszonen des Vergasers mit den Reaktionsschritten Trocknung, Pyrolyse und Vergasung. Das Synthesegas wird anschließend in einem Reaktor zu Methanol synthetisiert und destilliert. Ein wesentlicher Unterschied der verschiedenen Verfahren ist die Einstellung des richtigen stöchiometrischen Verhältnisses aus Wasserstoff, CO und CO₂. Hierzu kann entweder zusätzlicher Wasserstoff eingespeist oder CO₂ abgetrennt werden. Nur wenige Anlagen wurden weltweit bisher realisiert, die meisten davon im Labormaßstab. Die Nutzungsgrade der meisten Anlagen liegen in einem Bereich zwischen 39 und 48 % [Dreier 1999, Saller 1999]. Einige Literaturquellen (IEA zitiert nach [Dreier 1999]) geben Wirkungsgrade von über 70 % an. Abweichungen können sich auch durch die verstärkte Auskopplung von Strom und Wärme durch Auskopplung eines Purgegases ergeben.

Verschiedene Verfahren **kombinieren die Umsetzung von Biomasse und die Nutzung regenerativen Stroms** zur Kraftstoffbereitstellung. Meistens ist hier die Verwendung von Wasserstoff aus Elektrolyse notwendig, etwa zur Einstellung eines adäquaten stöchiometrischen Verhältnisses des Synthesegases.

Ein Beispiel für die Verknüpfung von Biomasse und Strom zur Kraftstoffherstellung ist die Produktion von **Biobenzin**, z. B. mit dem Carbo V-Verfahren der Freiburger UET GmbH, das auf einer partiellen Oxidation der Biomasse mit anschließender Vergasung des entstandenen Kokes und Versetzung des Synthesegases mit elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff beruht.

Weitere Verfahren zur regenerativen Kraftstoffherstellung existieren, beispielsweise die Methanolsynthese aus elektrolytisch hergestelltem Wasserstoff und aus der Luft absorbiertem CO₂ [Weimer 1996].

14.3.2 Gründe für eine Einführung regenerativer Kraftstoffe

In einer langfristig orientierten Kraftstoff-Strategie ist der Einsatz von regenerativen Primärenergieträgern aus mehreren Gründen unvermeidbar:

(1) Die prinzipielle Endlichkeit von Rohöl als Primärenergieträger für die meisten Kraftstoffe kann nicht in Frage gestellt werden. Zwar ist die Beurteilung der zukünftigen Erdölproduktion umstritten. Mit Ausnahme einer Literaturquelle in [Rempel 2000] gehen die meisten Studien jedoch von einem Produktionsrückgang ab spätestens 2010 aus (**Abbildung 14.30**).

Auswahl verschiedener Prognosen für die Erdölproduktion (konventionell und nicht-konventionell)

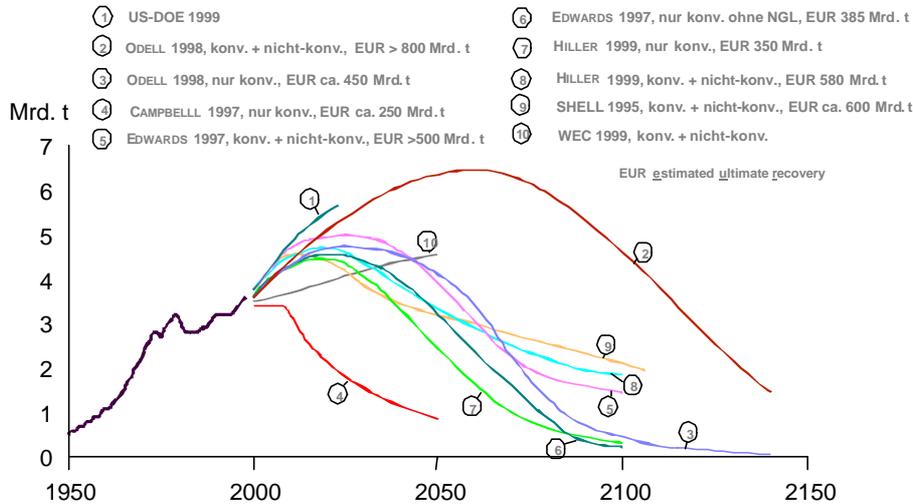


Abbildung 14.30 Möglicher Verlauf der Erdölproduktion bis 2150 in diversen Studien [Rempel 2000]

Für den Zeitpunkt eines erforderlichen Eintritts regenerativer Kraftstoffe ist die Diskrepanz zwischen den unterschiedlichen Reservenschätzungen von großer Bedeutung. Sollten sich beispielsweise die Schätzungen Campbells als richtig erweisen [Campbell 1999], so wäre bereits in zehn Jahren mit einem deutlichen Rückgang der Förderung (auch nicht-konventionellen) Rohöls und mithin ein erforderlicher Eintritt regenerativer Kraftstoffe bereits in einer Dekade zu erwarten. In den anderen Szenarien ist diese Notwendigkeit erst einige Dekaden später, spätestens aber 2050 gegeben (Ausnahme: Szenario (2)).

(2) Neben der begrenzten Reichweite erweist sich zudem die **Konzentration der Vorkommen** als brisant vor allem vor dem Hintergrund ressourcenorientierter Konflikte. In diesem Zusammenhang wird von der strategischen Ellipse gesprochen (**Abbildung 14.31**). 73 % der Reserven und 26 % der Ressourcen fallen auf die OPEC, 61 % der Reserven und 20 % der Ressourcen auf den Nahen Osten [Rempel 2000].

Länder mit Erdölreserven > 1 Mrd. t

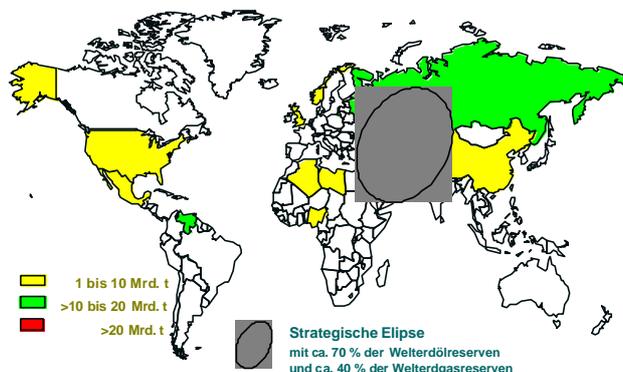


Abbildung 14.31 Strategische Ellipse der Erdölreserven [Rempel 2000]

Die gegenwärtige Ressourcensituation und die Abhängigkeit von punktförmig verteilten fossilen Ressourcen führt immer wieder zu militärischen Auseinandersetzungen um diese Ressourcen, die sich in Zukunft verschärfen dürften.

(3) Klimaschutz. Der auch mit dem letzten IPCC-Bericht [IPCC 2001] bestätigte anthropogene Beitrag zum Treibhauseffekt erfordert eine substantielle Substitution fossiler Energieträger in allen Sektoren. Dies betrifft im besonderen auch den Verkehr, der 1998 für 26 % der CO₂-Emissionen verantwortlich gewesen ist und steigende Verbrauchstendenzen aufweist.

(4) Synergien zu energieeffizienten Fahrzeugen. Es ist wichtig festzuhalten, dass sich Energieeffizienz (z. B. Drei-Liter-Auto) und der Einsatz regenerativer Energien für Kraftstoffe nicht ausschließen, sondern im Gegenteil einander bedingen, weil sich nur so eine effiziente Erschließung der begrenzten Potenziale und eine akzeptable Kostensituation garantieren lassen.

14.3.3 Gründe gegen eine verstärkte kurz- bzw. mittelfristige Einführung regenerativer Kraftstoffe

Neben den – vor allen Dingen langfristigen – Erfordernissen der Einführung regenerativer Kraftstoffe gibt es jedoch auch Argumente gegen ihre zu rasche Einführung.

(1) Potenziale und Nutzungskonkurrenz. Die Analyse der Potenziale regenerativer Energien offenbart, dass es zwar ein bedeutendes Potenzial für den Einsatz regenerativer Energien gibt, dass es aber gleichfalls abzuwägen gilt

- zwischen der regenerativen Kraftstoffherzeugung und dem Einsatz regenerativer Energieträger in der stationären Strom- und Wärmeversorgung, also beispielsweise der Substitution von Heizöl durch Biomasse oder von Kohlestrom durch regenerativ erzeugte Elektrizität (vgl. dazu Kapitel 15);
- zwischen der Kraftstoffherzeugung auf Energiepflanzenbasis und der Extensivierung/Ökologisierung der Landwirtschaft;
- zwischen der regenerativen Kraftstoffherzeugung und der Entwicklung ökologischer Freiflächen/Vermeidung monokulturell geprägten Energiepflanzenanbaus.
- Hinzukommt, dass nicht nur der motorisierte Individualverkehr Kraftstoff in Form von Benzin und Diesel nachfragt. Auch andere "Kraftstoffe" werden eingesetzt. Der Fahrstrombedarf von Bundesbahn, S- und U-Bahnen betrug beispielsweise 1993 über 50 PJ. Der Einsatz von Elektrizität im Aktivitätsfeld Mobilität beschränkt sich aber nicht auf den Einsatz von Strom zum direkten Antrieb. Vielmehr fließt Strom in Form "grauer Energie" auch in die Herstellung der Fahrzeuge (150 PJ), in die Kraftstoffbereitstellung und in Vertrieb und Wartung von Straßenfahrzeugen [DLR 2001]:Kapitel 2. Bemerkenswert ist hier vor allem der hohe Anteil des Stromeinsatzes für die Herstellung der Straßenfahrzeuge. Dies bedeutet für den Einsatz regenerativer Energieträger im Mobilitätssektor vor allem, dass auch ein bedeutendes Potenzial zur Senkung der mit Mobilität verbundenen Umwelteinwirkungen allein durch eine "Ökologisierung" der Strombereitstellung erfolgen kann. U. a. durch Verlagerung von Verkehrsleistung auf die Schiene kann dieser Anteil weiter gesteigert werden.
- Auch der Einsatz von Wasserstoff zur Dämpfung der **Fluktuation regenerativer Energiebereitstellung** ist ein allenfalls langfristig relevanter Aspekt, da zuvor eine Reihe von Maßnahmen ergriffen werden können, um den Überschuss/Speicherbedarf bzw. den zu deckenden Reststrombedarf zu mindern [DLR 2000a]. Bei regenerativen Anteilen von rund 30 % in Deutschland sind keine Überschüsse zu erwarten [Langniß 1997,

Quaschnig 1999]. Erst danach wird Überschusselektrizität frei. Diese Überschüsse können zwar eine hohe Leistung aufweisen, stellen jedoch nur Strommengen in der Größenordnung zwischen 5 und 30 TWh/a bereit.

(2) "Ökoeffizienz". Ein wesentlicher Faktor für den Zeitpunkt des Einsatzes regenerativer Kraftstoffe ist der **ökoeffiziente Einsatz der regenerativen Primärenergieträger**. Dieser hängt von der Substitutionswirkung des gewählten Einsatzsegmentes ab. Während eine kWh Strom im derzeitigen Erzeugungssystem zu 680 g CO₂ führt, verursacht die Produktion von 1 kWh Benzin lediglich ca. 300 g. Die Substitution konventionellen Stroms durch REG ist also unter Klimagesichtspunkten mehr als doppelt so effizient wie der Ersatz von Benzin durch REG. Ein Fallbeispiel verdeutlicht dies ebenfalls:

In [DLR 2000b] wurde ein Verfahren zur Erzeugung von Biobenzin aus Holz hinsichtlich der CO₂-Substitution bewertet. Ausgangspunkt des Vergleiches ist die Unterstellung, dass 9.300 kWh_{el} regenerativen Stroms sowie 18.900 kWh Holz vorhanden sind. Die Fragestellung lautet: wie können diese Energieträger am CO₂-effizientesten eingesetzt werden, um möglichst stark die Emission von CO₂ reduzieren?

Von wesentlicher Signifikanz für das Ergebnis des Vergleichs sind jeweils die Vergleichssysteme, d. h. die Systeme, die durch das eingesetzte Biomasse/REG-Strom-System überflüssig werden. Daher wurde in [DLR 2000b] jeweils eine Basisvariante definiert, in der der Strommix und Wärme aus einem Erdgaskessel bzw. ein Benzin-Fahrzeug substituiert wird. Als Variante a wird eine Minimalvariante mit geringem Substitutionseffekt gerechnet, als Variante b eine Maximalvariante mit hohem Substitutionseffekt (beispielsweise Substitution von Öl statt Gasheizung). Die Balken in **Abbildung 14.32** zeigen die Bandbreite der möglichen Substitutionseffekte auf.

Die Optionen unterscheiden sich nicht nur hinsichtlich der Kosten, die an dieser Stelle nicht untersucht werden, sondern auch hinsichtlich des Entwicklungsstandes der Technologien: der Einsatz des Holzes in Hackschnitzelkesseln ist Stand der Technik. Holzgas-BHKWs sind in prototypischem Maßstab umgesetzt, wobei gewisse technische Anforderungen (Teer, etc.) noch zu erfüllen sind. Der Einsatz von Methanol als Ottokraftstoffzusatz ist ebenfalls Stand der Technik. Brennstoffzellen- und Verbrennungsfahrzeuge auf Methanol- und Wasserstoffbasis sind bisher nur als Prototypen verfügbar.

Es ist wichtig darauf hinzuweisen, dass die Optionen in Abbildung 14.32 nicht erschöpfend sind und die Zahlenwerte lediglich als Orientierung für den erzielbaren Reduktionseffekt dienen sollen und keine genaue Ökobilanz ersetzen.

Aus Abbildung 14.32 ist ersichtlich, dass die Maßnahmen zur Substitution von Kraftstoffen generell ein geringeres CO₂-Substitutionspotenzial haben als der Einsatz der Energieträger im Energie- (Strom- und Wärme) Sektor.

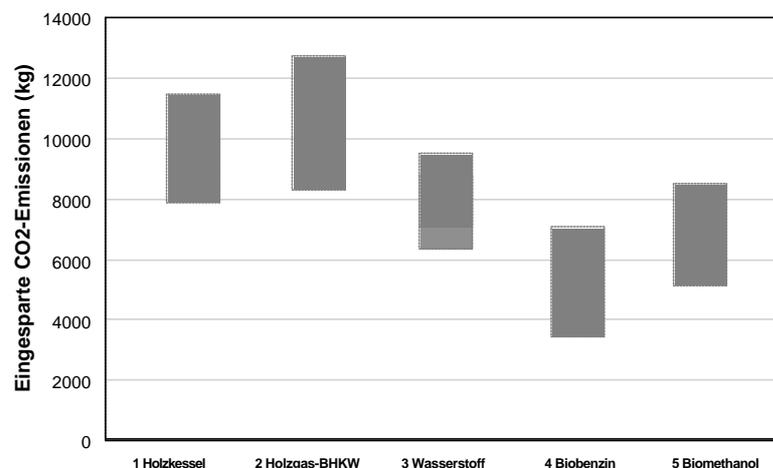


Abbildung 14.32 Fallbeispiel: Mögliche CO₂-Reduktion durch Einsatz von 9.300 kWh_{el} REG-Strom und 18.900 kWh_{Holz} in verschiedenen Bereichen

Der optimale Einsatz von REG-Kraftstoffen im Verkehr ist allerdings eine Funktion der Zeit (**Abbildung 14.33**). Die zunehmende Durchdringung des Kraftwerksparks durch REG führt zu sinkenden CO₂-Emissionen. Dies zeigt beispielhaft und als Charakterisierung der unteren Grenze für zukünftige CO₂-Emissionen die Entwicklung der CO₂-Intensität im Orientierungsszenario (vgl. dazu Kapitel 15). Andererseits wird die Benzinherstellung durch zunehmende Ressourcenverknappung und damit verbundenen Mehraufwendungen zu steigenden Emissionen führen.

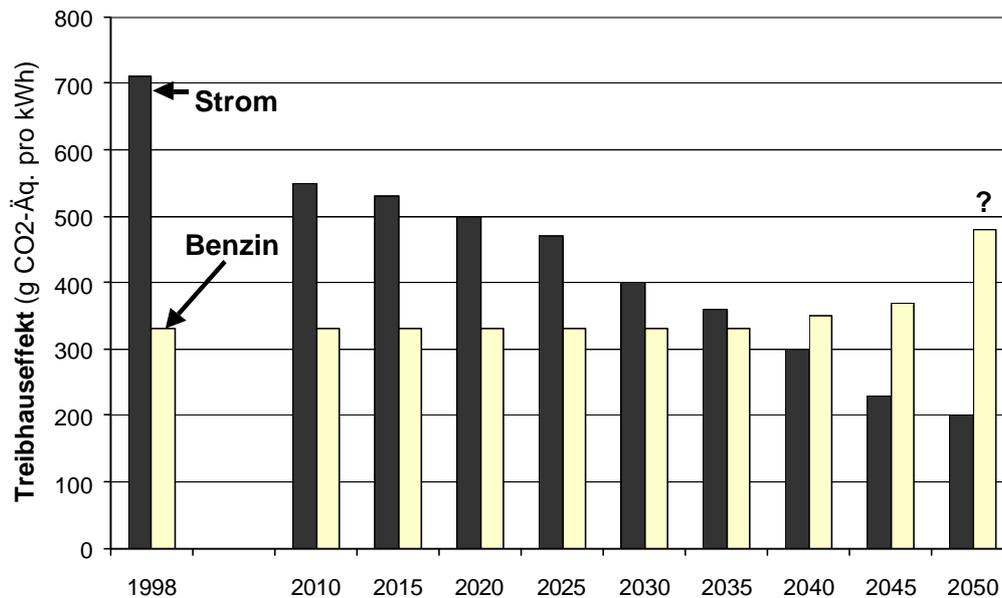


Abbildung 14.33 Mögliche Entwicklung der CO₂-äquivalenten Emissionen im Strombereich im Orientierungsszenario sowie CO₂-äquivalente Emissionen durch Benzinherstellung

Der "Break-even-Point", an dem es aus Sicht des Klimaschutzes günstiger wird, regenerative Primärenergieträger im Verkehrsbereich einzusetzen als im Stromsektor, liegt bei diesem Szenario um das Jahr 2035, bei Szenarien mit geringeren REG-Anteilen bei noch späteren Zeitpunkten.

(3) Kosten regenerativer Kraftstoffe. Der Einsatz regenerativer Kraftstoffe muss sich neben der ökologischen Substitutionswirkung und den absoluten Umwelteinwirkungen auch an der Kostensituation orientieren. Hierzu sind zunächst Kostenberechnungen für verschiedene Kraftstoffe anzustellen. **Tabelle 14.6** stellt Kostenberechnungen verschiedener Quellen für fossile und regenerative Kraftstoffe zusammen.

Für Rapsöl, RME und Ethanol wurden in dieser Berechnung Vollkosten angesetzt. Bei einer Berechnung auf Basis der Marktpreise der Biomasse kommt es u. U. zu deutlich unterschiedlichen Werten, da dann Stilllegungsprämien, etwaige Kosten stillgelegter Brache und niedrigere Lohnkosten bei Eigenleistungen berücksichtigt werden müssen. Für diese Energieträger, deren Kostenberechnung [Dreier 1999] entnommen wurden, wurde zudem keine Gutschrift für Nebenprodukte erteilt. Diese würde die Kraftstoffkosten um bis zu 40 % senken.

Tabelle 14.6 **Derzeitige (fossile Primärenergieträger, in grau) bzw. zukünftige Kosten von verschiedenen Brenn- und Kraftstoffen (in DPf 1998/kWh, ohne MWSt. und sonstige Abgaben, Kraftstoffe: frei Tankstelle)**

	Kosten (DPf/kWh)
Strom	
Strom Industrie 1998 (Sondervertragskunden Hö/H/Msp)	11,4
Strom Haushalt 1998	26,7
Strom Holz 2010	23 bis 32
Strom Biogas 2010 (unterer Wert: Großanlage; oberer: Einzelanlage (ohne Entsorgungserlös))	21 bis 29
Strom Wind 2010 (unterer Wert: 6 m/s; oberer: 4 m/s)	15 bis 35
Strom PV 2010	
Strom SOT 2010 (Mittelmeerraum)	8 bis 12
Brennstoff	
Erdgas Industrie	2,7
Erdgas Kleinverbrauch	4,8
Kraftstoff	
Erdgas *	6,8
Benzin *	6,1
Diesel *	5,8
Rapsöl **	22
Biodiesel (RME) **	23
Ethanol	20
Biogas	16
Methanol (Erdgas)	7-8
Methanol (Biomasse)	29
Wasserstoff (Erdgas)	10-12
Wasserstoff (Holz)	28-40
Wasserstoff (Elektrolyse, Wasserkraft) LH ₂ /GH ₂	24/23
Wasserstoff (Windstromimport, Marokko) LH ₂ /GH ₂	36/29
Wasserstoff (Elektrolyse, Solarstromimport) LH ₂ /GH ₂	52/42

* frei Tankstelle ohne staatliche Abgaben, September 2000. Benzin und Diesel: Rohölpreise 30 US\$/bbl, sonstiges 15 Pf/l analog zu 1998. **Rapsöl, RME, Ethanol ohne Gutschrift für Kuppelprodukte, Flächenstilllegungsprämien, Subventionen.

Quellen: [Supp 1989, Uhde_GmbH 1994, Altmann 1995, Edel 1997, Bundesumweltministerium 1998, DLR 1999, Dreier 1999] Milow, 2000 #652; Langniß, 1993 #721]; Stromkosten vgl. Kapitel 11

Es ist ersichtlich, dass die Umwandlung – in der Regel teurerer – regenerativer Primärenergieträger in Kraftstoffe auf absehbare Zeit noch einen zusätzlichen Aufpreis bedeutet. Die Kosten von Kraftstoffen auf Biomasse-Basis (ohne Holz aus Kurzumtrieb) bewegen sich in einer Bandbreite zwischen 15 und 40 Pf/kWh, typischerweise 20 Pf/kWh und sind somit *fünf- bis zehnmal höher als die Herstellungs-/Verteilungskosten von Benzin.*

Zukünftiger regenerativer Strom liegt hingegen durchaus im Bereich der Kosten der Endverbraucherebene (Haushalte). *Die Kostenschere regenerativ/fossil ist also bei Kraftstoffen deutlich höher als im Stromsektor.* Auch die Umwandlung regenerativen Stroms in Wasserstoff (frei Tankstelle) führt zu einer Kostenverdopplung bis -versechsfachung pro Energieeinheit.

Innerhalb der regenerativen Kraftstoffe sind Wasserstoff und Methanol teurer als Ethanol und Rapsöl/Biodiesel. Allerdings ist die Datenqualität für erstere aufgrund noch nicht realisierter Anlagen im Industriemaßstab wesentlich geringer als die für letztere, bei denen auf Daten industrieller Hersteller der Kraftstoffe zurückgegriffen werden konnte. Die Kraftstoffproduktionsanlage ist jedoch nur bei Methanolanlagen entscheidend für die Gesamtkosten (bis zu 75 % der Gesamtkosten). Hier bestehen allerdings ausgeprägte Kostensenkungspotenziale. Bei Wasserstoffketten aus Biomasse ist die Verteilung und Speicherung ähnlich kostenintensiv wie die Gewinnung [Dreier 1999]. Für diese gibt es industrielle Referenzanlagen. Für beide Kraftstoffe liegt der Anteil der Biomassekosten an den Gesamtkosten bei unter einem Fünftel.

Von strategischer Bedeutung für die Bewertung des Einsatzes regenerativer Primärenergieträger im Verkehr ist allerdings die zukünftige Preisentwicklung, da sich durch eine relative Verschiebung der Preisentwicklungen im mobilen und stationären Bereich, also beispielsweise durch einen früheren überproportionalen Anstieg der Rohölkosten durch die kürzeren Reichweiten, eine Verschiebung des Zeitpunktes ergeben kann, zu dem der Einsatz im mobilen Sektor attraktiver wird.

14.3.4 Schlussfolgerungen und Auswirkungen für den Projektteil Mobilität des HGF-Verbundprojektes

Regenerative Kraftstoffe sind technisch realisierbar, wenn verstärkt Forschungs- und Markteinführungsanstrengungen unternommen werden. Eine Reihe von Gründen – vor allem Ressourcen- und Klimaschutz – machen eine langfristige Einführung von Kraftstoffen auf Basis regenerativer Energien unausweichlich. Allerdings sprechen einige Aspekte, vor allem die Umwelteffizienz und Nutzungskonkurrenz zur stationären Energieumwandlung, dafür, die folgenden Jahrzehnte für eine Optimierung der technischen Systeme und der optimalen Kopplung Kraftstoff/Antriebssystem (Brennstoffzelle!) zu nutzen und erst längerfristig, wenn sich die erschwerte Rohölförderung auch in steigenden Preisen und Umweltaufwendungen bemerkbar macht, regenerative Kraftstoffe im großen Maßstab einzuführen.

Für die im AF Mobilität untersuchten drei Szenarien werden abgeleitet aus den obigen Aspekten folgende Annahmen für den Einsatz regenerativer Primärenergieträger getroffen.

Im *Globalisierungsszenario* wird von einem weitestgehenden Nischendasein regenerativer Kraftstoffe ausgegangen.

Im *Modernisierungsszenario* unterstellen wir einen Ausbau des Wasserstoffpfades durch rapide Fortentwicklung von Brennstoffzellenfahrzeugen. Für die Wasserstoffbereitstellung ist es zum derzeitigen Zeitpunkt nicht möglich, einen sinnvollen "Bereitstellungsmix" für die Produktion anzugeben. Zunächst ist eine Aufteilung auf fossilen versus regenerativen Wasserstoff vorzunehmen. Unter Annahme eines Anteils an der Fahrleistung von Wasserstoff-Brennstoffzellen-PKW von 10 % in 2020 und vereinfachend 1 MJ/km müssten ca. 63 PJ Wasserstoff jährlich bereitgestellt werden, ca. ein Drittel der jährlichen deutschen Wasserstoffproduktion. Hinzu kommen in unserer Annahme 20 % der Nahverkehrsbus-Verkehrsleistung. Bis 2020 wird es nicht möglich sein, dies allein aus regenerativen Quellen zu decken, zumal mit einem steigenden Wasserstoffbedarf z. B. zur Entschwefelung von Kraftstoffen zu rechnen ist.

Auch bezüglich der Aufteilung des regenerativen Wasserstoffs muss eine heuristische Annahme getroffen werden, wobei bei dessen ökologischer Bilanz bei Betrachtung der Schonung energetischer Ressourcen und des Treibhauseffektes die Primärenergiequellen (Biomasse, regenerativer Strom aus verschiedenen Quellen) und der Aggregatzustand (gasförmig, verflüssigt) aufgrund der geringen absoluten Einwirkungen nicht so entscheidend sind [Pehnt 2000], so dass eine beispielhafte Auswahl in erster Näherung ein ausreichendes Resultat ergibt.¹⁶ Ausgegangen wird von einer Mischung von 60 % fossilem und 40 % regenerativem Wasserstoff. Letzterer teilt sich auf in 50 % Wasserstoff aus Elektrolyse mit Strom aus Wasserkraft und 50 % Wasserstoff aus der Vergasung von Biomasse.

Im *Nachhaltigkeitsszenario* werden regenerative Primärenergieträger erst nach 2020 im motorisierten Individualverkehr eingesetzt. Dafür erfolgt die REG-Marktentwicklung sehr dynamisch im Bereich der Strom- und Wärmebereitstellung entsprechend des in Kapitel 15 beschriebenen Orientierungsszenarios. Wasserstoff wird als Kraftstoff im öffentlichen Nahverkehr eingesetzt. Dort werden 20 % der Bus-Verkehrsleistung durch Wasserstoff-Busse erbracht.

Sonstige regenerative Kraftstoffe, v. a. Biodiesel, werden angesichts eines Potenzials von 5 % der deutschen Dieselproduktion als wenig ausbaufähig bewertet.

¹⁶ Für Umweltwirkungen außer dem Treibhauseffekt und dem energetischen Ressourcenverbrauch ergeben sich mitunter deutliche Unterschiede für die verschiedenen Wasserstoffketten, die jedoch meist im Vergleich zur Produktion der Fahrzeuge von untergeordneter Rolle sind. Für eine Abschätzung der Größenordnung der Effekte muss hier zwangsläufig eine grobe Definition des Wasserstoffmixes vorgenommen werden.

15 Zukünftige Ausbaumöglichkeiten regenerativer Energien

15.1 Der REG-Ausbau in längerfristiger Perspektive – das „Orientierungsszenario“

Um die Gesamtwirkung eines Ausbaus regenerativer Energien auf das Energiesystem und damit auf die Volkswirtschaft als Ganzes unter ökonomischen, ökologischen und sozialen Gesichtspunkten abschätzen zu können, bedarf es einer Vorstellung darüber, in welchem Ausmaß REG in den nächsten Jahrzehnten zur Energieversorgung Deutschlands beitragen können. Aus den Ausführungen des Kapitels 12 ging bereits hervor, dass ein verstärkter REG-Ausbau und ihr substantieller Beitrag zur Mitte des Jahrhunderts in jedem Fall Bestandteil einer Nachhaltigkeitsstrategie sein müssen. Auf der Basis der technischen Potenziale und ihrer Verknüpfung mit den erläuterten Kostenfunktionen der Einzeltechnologien lassen sich zukünftige Ausbaupfade von regenerativen Energien im Rahmen der Weiterentwicklung der gesamten Energiewirtschaft und ihre ökonomischen und ökologischen Wirkungen relativ genau darstellen. Als „Einstieg“ für den Zeitraum bis 2010 dient dazu eine Zubauentwicklung, die sich am Verdopplungsziel der Bundesregierung (und der EU) orientiert. Dieser geht von einer „ausgewogenen“ Mobilisierung **aller Technologien** aus, so dass diese spätestens nach 2010 in die Lage versetzt werden eigenständig wachsende Märkte herauszubilden. Die Erreichung dieses Zwischenziels ist eine wesentliche Voraussetzung dafür, dass REG überhaupt in den nächsten Jahrzehnten eine wichtige Rolle am Energiemarkt bestreiten können [BMU 2000].

Ausgangspunkte dieser Entwicklung sind sowohl die derzeitige Marktdynamik, speziell der Windenergie, als auch die derzeit geltenden Rahmen- bzw. Vergütungsbedingungen in Form des EEG, des 100.000-Dächer-Programms, des 300 Mio./a Förderprogramms für die übrigen REG und der angestrebten Quotenregelung für die KWK, die den weiteren Zuwachs der REG für die nächsten Jahre bestimmen dürften. Für den Zeitraum nach 2010 wird davon ausgegangen, dass sich die angestoßene Ausbaudynamik im Rahmen der dann weiterentwickelten liberalisierten Märkte mit entsprechend angepassten Instrumenten weiter umsetzen lässt. Das setzt voraus, dass der weitere Ausbau der REG über längere Zeiträume zum Zielkatalog der deutschen bzw. europäischen Energiepolitik gehört (vgl. z.B. die Zielsetzung des BMU eines 50 %igen REG- Beitrags um 2050). Auf der Basis dieser positiven Grundhaltung wird im folgenden ein „Orientierungsszenario“ des REG-Ausbaus dargestellt, welches einen Ausbaupfad bis zum Jahr 2050 beschreibt, der aus heutiger Sicht technisch und strukturell beschreibbar ist, jedoch noch über längere Zeiträume einer aktiven politischen und gesellschaftlichen Unterstützung bedarf. Er geht über eine bloße Trendentwicklung (z.B. Prognos 2000] hinaus und stellt somit die obere Leitplanke des zukünftig möglichen Beitrags von REG an der Energiebedarfsdeckung dar. Dieser Ausbaupfad wurde bereits in [Luther/Nitsch 1997] und aktuell in [TAB 2000] vorgestellt und wird hier, insbesondere im Bereich der Wärmeversorgung, weiter detailliert und aktualisiert. Die Ergebnisse weiterer aktuelle Szenarien für Deutschland [Wuppertal 2000; Matthes 2000; HBS 2000; STE 1999; Altner 1995;] werden ebenfalls berücksichtigt. Der Zeithorizont 2050 ist erforderlich um dem langfristigen Charakter des Aufbauprozess von REG gerecht werden und den Übergang von energiepolitisch gestützten Märkten (z.B. mittels EEG und Quotenregelungen mit Zertifikaten u.ä.) zu eigenständigen Märkten darstellen zu können.

Die Beiträge der einzelnen Technologien im Orientierungsszenario¹⁷ zeigen bis zum Jahr 2020 (**Abbildung 15.1**) im Strombereich die Dominanz der Windenergie, die ab 2005 die Wasserkraft überholt und im Jahr 2020 mit 54 TWh/a knapp die Hälfte der gesamten Stromerzeugung aus regenerativen Energien (120 TWh/a) bestreitet. Die jährlichen Marktvolumina der Windenergie liegen dabei bei durchschnittlich 1.300 MW/a, also unterhalb der derzeitigen Rekordumsätze. Alle anderen Technologien haben sich ab ca. 2010 – entsprechend der Verdopplungsstrategie – in beträchtlichem Umfang am Markt etabliert mit bis zum zehnfachen Marktvolumen im Vergleich zu heute. So erweitert vor allem die Biomasse (einschließlich Biogas) ihren Beitrag bis 2020 deutlich und übertrifft dann ebenfalls die Wasserkraft. Der Import von Strom aus REG ist ab ca. 2015 Bestandteil dieses Orientierungsszenarios. Der Anteil von REG erreicht, bezogen auf den gegenwärtigen Nettostromverbrauch von 510 TWh/a, im Jahr 2010 rund 13 % und im Jahr 2020 rund 23 % (1999: 5,7 %).

Im Wärmebereich sind sowohl Ausgangssituation und Mobilisierungsbedingungen schwieriger. Ein dem EEG vergleichbares Förderinstrument gibt es hier nicht, der jetzige Beitrag ist mit 2,2 % am Brennstoffbedarf noch gering und besteht größtenteils aus der Nutzung von Holz in Klein- und Kleinstanlagen (vgl. Kapitel 7; Tabelle 7.2). Große Anteile von REG im Wärmebereich erfordern u.a. den Einsatz größerer Anlagen mit Nahwärmenetzen (vgl. Kapitel 14.2) für die heute noch keine adäquaten Förderinstrumente existieren. Die Wahrscheinlichkeit, die Ausbauziele 2010 und 2020 zu erreichen, ist hier also deutlich unsicherer als im Bereich der Stromversorgung. Mengenmäßig dominiert bis 2020 eindeutig die Nutzung der Biomasse, wobei wachsende Anteile von KWK-Anlagen (Holzvergasung) zum Einsatz kommen. Die relativ stärksten Zuwachsraten habe jedoch KWK-Anlagen mit Biogas (die jedoch potenziell begrenzt sind), Kollektoranlagen (insbesondere Nahwärmesysteme) und Erdwärmeanlagen. Im Jahr 2020 decken REG rund 10% des Nutzwärmebedarfs (Bezugswert 1999).

Die eigentliche Dynamik eines REG-Ausbaus wird erst nach 2020 deutlich, da dann infolge einer deutlichen Verringerung der Kostenschere (einerseits Kostendegressionen bei REG – andererseits Anstieg der Preise konventioneller Energien) von einer weitgehenden Wirtschaftlichkeit der meisten REG-Technologien ausgegangen werden kann und damit energiepolitische Instrumente und Fördermittel größtenteils nicht mehr benötigt werden. Der weitere Ausbau der REG kann vor diesem Hintergrund in Form charakteristischer logistischer Wachstumskurven für neue Technologien verlaufen, wobei die ermittelten Potenzialgrenzen und Kostenrelation die wesentlichen Parameter für den Ausschöpfungsgrad darstellen. Die Analyse führt bis 2050 – getrennt nach Strom- und Wärmebereitstellung – zu folgenden Ergebnissen:

Um 2020 sind die Potenzialgrenzen bei Wasserkraft mit 25 TWh/a zu 100 % ausgeschöpft. Auch das Wachstum von KWK-Anlagen auf der Basis von Biomasse und Biogas verlangsamt sich nach starkem Wachstum zwischen 2010 und 2010 bereits wieder. Wind wächst weiterhin gleichmäßig mit konstantem Marktvolumen, wobei bereits der Ersatzbedarf für heutige Anlagen an Bedeutung gewinnt. Die übrigen Technologien, also Photovoltaik, Strom

¹⁷ Der längerfristige Ausbau von REG orientiert sich am Zielkatalog des Kapitels 12, der aus den Nachhaltigkeitsdefiziten der derzeitigen Energieversorgung abgeleitet wurde. REG werden danach in ihrer Gesamtheit zu einer dominierenden Energiequelle des 21. Jahrhunderts. Dementsprechend „passt“ es vom Typ in erster Linie zur Kategorie des „Nachhaltigkeitsszenarios“ nach [Schäfer, Schön, 1998] bzw. „Great Transitions“ des Stockholm Environment Institute [SEI 1997]. Es enthält jedoch auch zahlreiche Elemente des Einsatzes modernster Technologien und setzt starke und koordinierte politische Aktivitäten voraus, kann also auch als Teil des Szenariotyps „Ökologische Modernisierung“ [Schäfer, Schön 1998] bzw. „Policy Reform“ [SEI 1997] aufgefasst werden. Demgegenüber stehen Szenarien des Typs „Globalisierung“ bzw. „Conventional Worlds“, in denen REG nur langsam wachsen und auf mittlere Zeit nur mäßige Anteile erreichen (sog. „additive“ Energien). Dazu gehört für Deutschland [Prognos 2000] und weltweit die Szenarien des Weltenergieerates [WEC 2000]

aus Erdwärme und Stromimport, beginnen mit ihrem eigentlichen, energiewirtschaftlich relevanten Wachstum erst nach 2020 (**Abbildung 15.2**, oben). Für den Einstieg in den Stromimport müssen dazu auch bis 2020 HGÜ-Leitungen nach Südeuropa/Nordafrika errichtet und die nach Skandinavien/Großbritannien weiter ausgebaut werden. Um 2040 kann unter den genannten Rahmenbedingungen mit dem Überschreiten der 50 %-Marke an der Stromerzeugung und bis zur Jahrhundertmitte mit dem Erreichen der 65 %-Marke gerechnet werden. Potenziell ist dann auch die Biomasse völlig erschlossen, während die anderen inländischen Potenziale erst zu etwa 30 bis 35 % ausgeschöpft sind. Importpotenziale stehen noch in sehr großem Umfang zur Verfügung [TAB 2000].

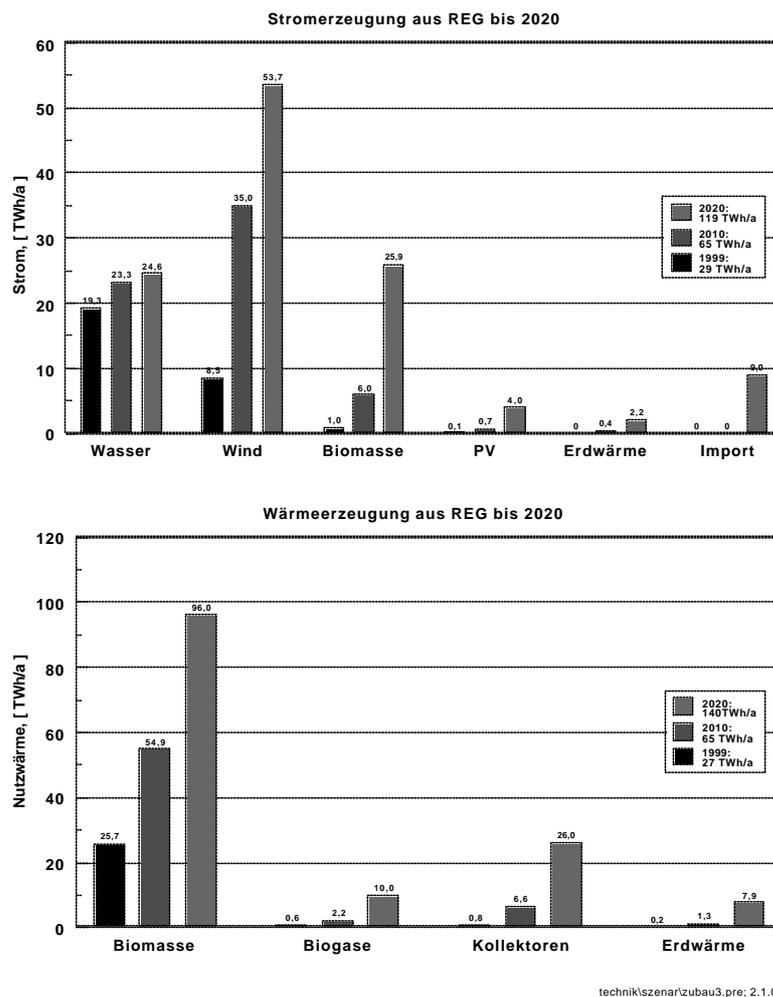
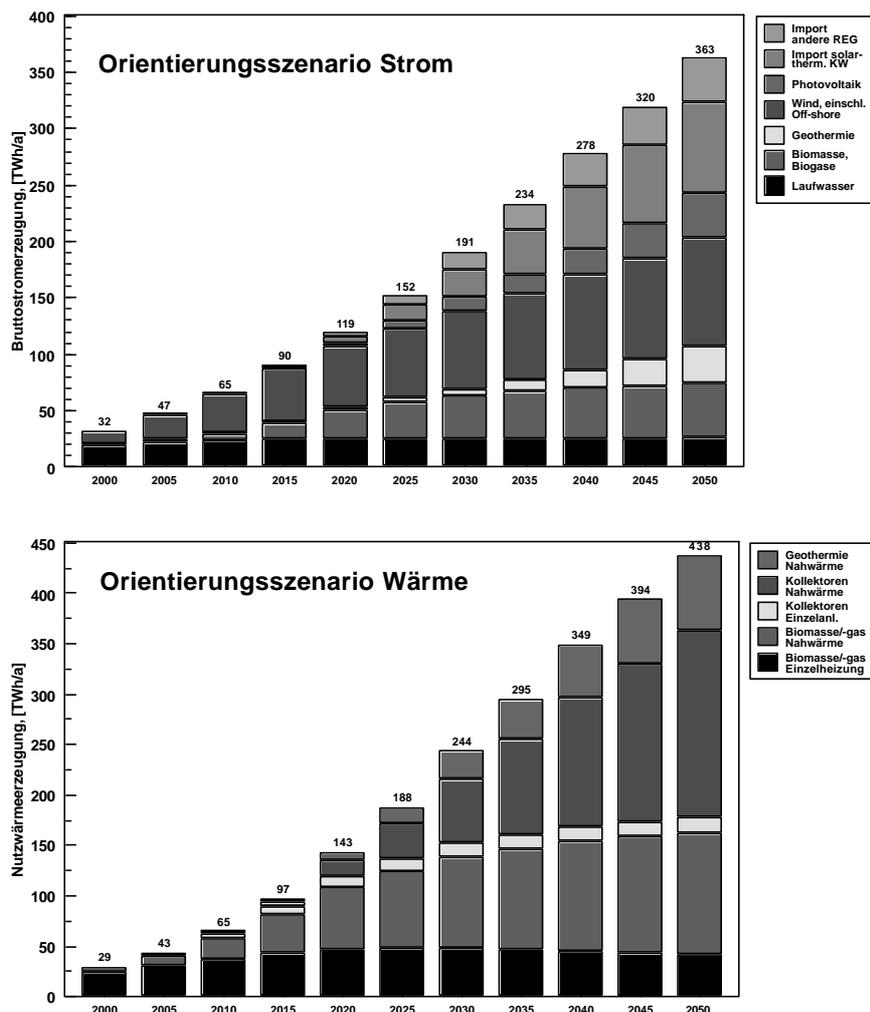


Abbildung 15.1: Struktur des „Orientierungsszenarios“ der Stromerzeugung (oben) und der Wärmeerzeugung (unten) aus REG bis zum Jahr 2020 (u.a. nach [BMU 2000; TAB 2000]). Ausbau bis 2010 auf der Basis derzeitig geltender Rahmenbedingungen, Vergütungsregelungen und Förderprogramme. Bei der Stromerzeugung ist Biogas in Biomasse enthalten



HGF-bericht/orientz.pre; 7.2.01

Abbildung 15.2: Orientierungsszenario für den möglichen Ausbau von REG in der Stromerzeugung (oben) und der Wärmeerzeugung (unten) mit einer zweckmäßigen Aufteilung auf die verschiedenen Reg-Technologien unter günstigen energiepolitischen Rahmenbedingungen

Potenziell sind also auch nach 2050 große Spielräume für eine weitergehende Deckung des Strombedarfs durch REG vorhanden, wenn eine Strategie der ausgewogenen Erschließung aller REG-Quellen bzw. -Technologien verfolgt wird. Die Anteile einzelner Energiearten der REG liegen in 2050 zwischen 5 und 15 % bzw. erreichen bei massiver Erschließung maximal 20 % (Beispiel Wind einschließlich Offshore) und ergänzen sich daher in ihrer Erzeugungscharakteristik (vgl. Kapitel 14.1). Der Anteil deutlich fluktuierender REG (Wind, PV) liegt dann um 30 %, was bei entsprechender Anpassung der übrigen (fossilen) Kraftwerke beherrschbar sein dürfte. Importstrom ist wegen der Speichermöglichkeiten in solarthermischen Kraftwerken keinen kurzzeitigen Fluktuationen unterworfen, Wasserkraft hat saisonale Schwankungen, Biomasse und Geothermie sind einer fossilen Grundlastversorgung gleichwertig. In 2050 beträgt die in REG-Anlagen insgesamt installierte Leistung 120 GW (Wasser 4,7; Wind 40; PV 41; Geothermie 4,7 Importleistung 20,6 GW); damit ist eine mittlere Ausnutzung aller Anlagen von 2.830 h/a verbunden mit einer Bandbreite zwischen 980 h/a (PV Inland) und 6.500 h/a (Import Wasser, Geothermie).

Im Wärmemarkt ist die Biomasse bis 2020 mit Einzelheizungen, Heizwerken und einer stark wachsenden Zahl von KWK-Anlagen der Hauptträger des Zuwachses an REG. Gleichzeitig wird bis dahin von einer Dominanz von Nahwärmanlagen ausgegangen, die zu diesem Zeitpunkt bereits 60 % der REG-Wärmemenge bereitstellen (Abbildung 15.2, unten). Nach 2020 stützt sich der weitere Zuwachs praktisch vollständig auf Nahwärmanlagen, wobei sowohl bei Kollektor- wie auch Erdwärmanlagen lang anhaltende mittlere Zuwachsraten um 10 %/a bei jährlichen Umsätzen um 20 Mio. m² Kollektoren/Jahr bzw. 1.000 MW_{th}/a (Erdwärme) vorausgesetzt werden. Bis 2050 sind, in Verbindung mit der Stromerzeugung in KWK-Anlagen die Potenziale der Biomasse vollständig ausgeschöpft¹⁸. Solarkollektoren und Erdwärme verfügen zwar noch über weitere Nutzungspotenziale, jedoch sind bedarfsseitig (Höhe des Niedertemperaturbedarfs) um 2050 die Nutzungsmöglichkeiten weitgehend ausgeschöpft. Weiterhin muss berücksichtigt werden das gerade der Niedertemperaturwärmebedarf und dort insbesondere der Raumwärmebedarf noch große Einsparmöglichkeiten besitzen (verstärkte Wärmedämmung im .Altbaubestand; „solares“ Bauen u.a.). Auf die daraus resultierenden Beschränkungen wird im nächsten Abschnitt näherungsweise eingegangen, (vgl. auch Kapitel 14.2)

15.2 Einordnung des Orientierungsszenarios in die gesamte Energieversorgung

Mit der erläuterten Ausweitung des Beitrags von REG in der Energieversorgung sind erhebliche Umstrukturierungen der heutigen Erzeugungs- und Nutzungsstrukturen für Energie verbunden. Da gleichzeitig, wie bereits in Kapitel 12 ausgeführt, neben die (Teil-) Strategie des REG-Ausbaus eine gleichwertige (Teil-) Strategie zur rationelleren Energienutzung treten muss, wenn alle genannten Nachhaltigkeitsdefizite gleichzeitig verringert werden sollen, ist zu prüfen, wie diese Teilstrategien in kompatibler Form zusammenwirken können. Dies wird im folgenden näherungsweise dargestellt.

Die für die Gesamtentwicklung der Energieversorgung maßgebenden Eckwerte sind bis 2020 [Prognos 2000] entnommen und wurden näherungsweise bis 2050 fortgeschrieben [Langniß et al. 1997; FEES 2001; WEC 2000]. Gleichzeitig sind die derzeit geltenden Rahmenbedingungen zum Ausstieg aus der Kernenergie, zum Verdopplungsziel bei REG (bei Strom also die Wirkung des Erneuerbaren Energien Gesetz) und die Vorstellungen zum deutlichen Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung aufgegriffen worden. Der obige REG-Ausbau wurde dementsprechend mit einer Strategie der intensivierten Effizienzsteigerung (REN-Strategie) bei der Energiewandlung (Stichwort: Kraft-Wärme-Kopplung) und Energienutzung (insbesondere Raumheizung; Verkehr) verknüpft. Die Gesamtentwicklung entspricht daher ebenfalls der Kategorie „Nachhaltigkeitsszenarien“ (vgl. Fußnote in Abschnitt 15.1), da nur innerhalb dieser Zuordnung ein deutlicher Ausbau von REG konsistent und plausibel ist.

Diese REN-Strategie ist durch eine Verringerung der Primärenergieintensität bis 2020 um durchschnittlich - 3,2 %/a gekennzeichnet (Referenz nach [Prognos 2000]: -2 %/a) und zwischen 2020 und 2050 um durchschnittlich - 2,2 %/a. Im Jahr 2050 beträgt die Primärenergieintensität demnach noch 27 % des Wertes von 1999. Der entsprechende Wert für die

¹⁸ In diesem Orientierungsszenario wird nur die Erschließung des Strom- und Wärmemarktes durch REG betrachtet. Biomasse kann aber auch für die Bereitstellung von Kraftstoffen (Methanol, Biodiesel, Ethanol) eingesetzt werden. Dementsprechend würden – bei unveränderten Potenzialgrenzen – die Beiträge zur Strom- und Wärmeerzeugung zurückgehen. Auf absehbare Zeit ist jedoch die Strom- und Wärmebereitstellung die ökonomisch und ökologisch günstigere Option; u.a. muss bei der Herstellung von Kraftstoffen auf eine möglichst weitgehende Verwertung von Nebenprodukten und Abfallstoffen Wert gelegt werden, um günstige Ökobilanzen zu erzielen.

Endenergie liegt bei 32 %, der für Elektrizität bei 50 %. In Verbindung mit dem angenommenen Wachstum des Bruttoinlandsprodukt um 48 % bis 2020 und um 105 % bis 2050 resultiert daraus zu diesem Zeitpunkt ein Primärenergieverbrauch von rund 8.000 PJ/a, ein Endenergieverbrauch von 6.100 PJ/a und ein Stromverbrauch von 1.775 PJ/a.

Tabelle 15.1 zeigt die wesentlichen Energieverbrauchsdaten dieses Szenarios. Der gesamte Endenergieverbrauch geht also bis 2050 auf zwei Drittel des heutigen Wertes zurück bei im wesentlichen konstantem Stromverbrauch und einem auf 20 % wachsenden Anteil der Wärme aus Fern-, Nahwärmenetzen und industriellen KWK-Anlagen. Regenerative Energien tragen dann mit 45 % zur Endenergiebereitstellung bei, (zur Stromerzeugung mit 65 %) wobei sich in diesem Szenario der Verkehr noch zu 100 % auf fossile Kraftstoffe abstützt. Der Primärenergieeinsatz sinkt auf 56 % des heutigen Wertes¹⁹. Der Anteil von REG am Primärenergieeinsatz beträgt 2050 knapp 43 %; die CO₂-Emissionen aus der energetischen Nutzung sinken bis 2010 auf 75 % des Bezugswerts 1990, auf 51 % im Jahr 2030 und auf 23 % im Jahr 2050.

Der Zeitraum von 50 Jahren erlaubt prinzipiell eine weitgehende Umgestaltung der Energieversorgung, wenn – wie im Orientierungsszenario angenommen – der Umbau zielgerichtet und stetig erfolgt. In der Stromerzeugung ergeben sich daraus die in **Abbildung 15.3** dargestellten Strukturveränderungen bei den eingesetzten Kraftwerksarten. Der Rückgang der Kernenergie verläuft entsprechend des „Energiekonsenses“ vom 14.6.2000, wo eine Regellaufzeit von 32 Kalenderjahren vereinbart wurde. Im nahezu konstant bleibenden Strommarkt verlagert sich die Investitionstätigkeit zu Gas-GuD-Kondensationskraftwerken, KWK-Anlagen auf der Basis von Erdgas, Biomasse und Kohle und REG-Anlagen. Bis 2020 bleibt der Steinkohleeinsatz bei einer Verlagerung hin zum KWK-Bereich, nahezu konstant, der Braunkohleeinsatz verringert sich um rund 15 %, dagegen steigt der Gaseinsatz auf das Dreifache, wovon jedoch ein großer Teil in KWK-Anlagen eingesetzt wird. REG-Anlagen haben zu diesem Zeitpunkt einen Anteil von 21 % an der Stromerzeugung, die Stromerzeugung aus KWK ist auf das 2,3-fache des heutigen Wertes (72 TWh/a) gestiegen, wobei der größte Zuwachs von dezentralen öffentlichen, privaten und industriellen Anlagen stammt. Nach 2020 beschleunigt sich der Strukturwandel hin zu regenerativen Energien (vgl. Abbildung 15.2, oben). Im Jahr 2050 besteht die fossile Stromversorgung im wesentlichen aus Gas-GuD-Anlagen, die sich dem Stromangebot der REG anpassen und aus KWK-Anlagen auf Gas- und Steinkohlebasis; Braunkohle wird nicht mehr eingesetzt. Die CO₂-Emissionen der Stromversorgung²⁰ sinken von 293 Mio. t/a im Jahr 1999 auf 276 Mio. t/a bis 2020 nur leicht ab.

¹⁹ Ein Teil der Reduktion ist auf die Benutzung der Wirkungsgradmethode für Strom aus Wasser, Wind und Solarstrahlung zurückzuführen (Strom = Primärenergie). Dadurch treten in der Bilanz keine Umwandlungsverluste auf. Die thermischen Umwandlungsverluste der fossilen und nuklearen Kraftwerke sinken von derzeit 3.100 PJ/a auf 540 PJ/a auf Grund deutlich zurückgehenden Anteils an der Strombereitstellung, effizienterer neuer Kraftwerke und dem Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung.

²⁰ Hierbei ist die gesamte KWK-Wärmeerzeugung abgezogen, im Gegensatz zur Abgrenzung der statistischen Kategorie „Kraft- und Fernheizwerke“ bei der lediglich die Wärmeerzeugung in Industriekraftwerken abgezogen ist.

Tabelle 15.1: End- und Primärenergieverbrauch (PJ/a) bis 2050 im Orientierungsszenario nach Energieträgern, Verbrauchssektoren und Nutzungsarten, sowie resultierende Anteile von REG und CO₂-Emissionen (Mio. t/a)

Energiemengen in PJ/a	1993	1996	1999	2010	2020	2030	2040	2050
Gesamte Endenergie	9232	9689	9288	8450	7650	7000	6400	6100
nach Energieträgern:								
Elektrizität	1582	1647	1700	1789	1789	1786	1782	1775
Kollektorwärme+ Erdwärme	2	2	4	31	133	404	739	1043
Fern-,Nahwärme (öff. + Industrie) und direkte Wärme aus Biomasse	65	65	95	206	382	487	544	574
Fern-,Nahwärme (öff. + Industrie) einschl. SK-Anteile, fossil 1)	605	612	598	942	982	923	826	706
Gase (Direktnutzung)	1846	2305	2226	2031	1714	1300	710	451
Heizöl und Kohle (Direktnutzung)	2583	2482	1949	1000	450	200	100	50
Kraftstoffe	2549	2576	2717	2450	2200	1900	1700	1500
Regenerativ gesamt	127	137	191	440	888	1494	2161	2772
Anteil REG an END (%)	1,4	1,4	2,1	5,2	11,6	21,3	33,8	45,4
nach Verbrauchssektoren:								
Industrie	2433	2424	2383	2193	1973	1925	1748	1735
Priv. Haushalte	2617	2890	2649	2360	2115	1880	1715	1650
Kleinverbraucher	1585	1749	1480	1375	1276	1194	1125	1093
Verkehr	2597	2626	2776	2522	2286	2001	1812	1622
nach Nutzenergiearten:			2)					
Raumheizung	2800	3100	2878	2500	2200	1900	1700	1600
Warmwasser	470	480	450	420	380	350	330	330
Prozesswärme	2201	2266	1947	1763	1538	1505	1313	1302
Kraft/Licht stationär	1164	1217	1237	1245	1248	1245	1245	1246
Kraft, mobil	2597	2626	2776	2522	2286	2001	1812	1622
Umwandlungsverluste	4244	4058	3836	3476	2514	1924	1383	966
Nichtenerg. Verbrauch	888	973	1070	1000	980	950	925	900
Primärenergie 3)	14364	14720	14194	12626	11144	9874	8708	7966
Mineralöl	5803	5783	5595	4905	4119	3029	2069	1876
Steinkohlen, Sonstige	2249	2230	2019	1700	1400	1100	900	400
Braunkohlen	1984	1685	1468	1200	1000	700	300	0
Erdgas, Erdölgas, Grubengas	2544	3133	3028	3200	3400	3200	2800	2300
Fossile Primärenergie	12580	12831	12110	11005	9919	8029	6069	4576
Kernenergie	1673	1764	1852	1080	201	0	0	0
REG - Inland 3)	107	145	235	541	992	1697	2337	2960
Importsaldo Strom 3) 4)	4	-20	-3	0	32	148	302	430
Anteil REG an PEV (%) ,	0,7	1,0	1,7	4,3	9,2	18,7	30,3	42,6
CO₂-Emissionen, (Mio t/a)	912	898	836	742	648	499	346	226
1990 = 100 (986 Mio.t/a)	93	91	85	75	66	51	35	23
1) SK (= Spitzenkesselanteile der KWK-Anlagen) mit Gas/Heizöl; 2) Struktur 1998 nach IfE/TU München 1999 3) Für Wind-, PV-, Wasserkraftstrom und REG-Stromimport mit Wirkungsgradmethode bestimmt 4) ab 2020 Import REG-Strom Quellen für Ist: BMWi "Energiedaten 2000"; AG Energiebilanzen;IfE 1999; eigene Ergänzungen für REG								

HGF-Bericht\gestruk.wk3; 6.02.01

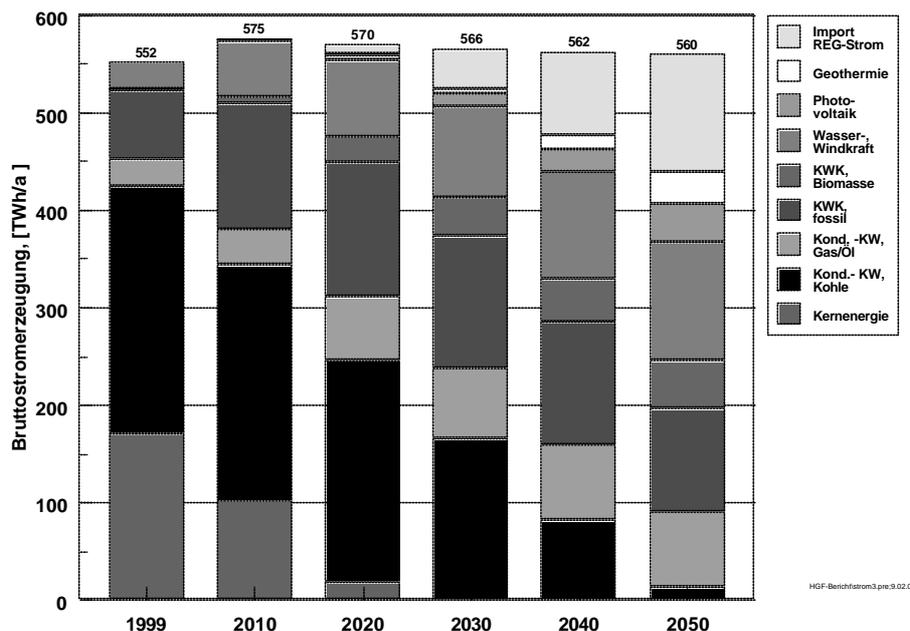


Abbildung 15.3: Bruttostromerzeugung nach Kraftwerksarten im Orientierungsszenario bis 2050, getrennt nach Kondensationskraftwerken, KWK-Anlagen (fossil, Biomasse) und REG-Anlagen

Der Abbau der Kernenergie führt also nicht zu Mehremissionen, die gewünschten nationalen Reduktionsziele können in diesem Zeitraum allerdings nur von den übrigen Verbrauchssektoren erbracht werden. Nach 2020 sinken die Emissionen dagegen deutlich und belaufen sich im Jahr 2050 noch auf 70 Mio. t/a, also auf nur noch 25% des heutigen Wertes. Die CO₂-Intensität der gesamten Stromerzeugung liegt dann bei 0,125 kg/kWh_{el}. Der in Abbildung 15.3 gezeigte Strukturwandel der Stromversorgung ist mit der Altersstruktur der bestehenden Kraftwerke kompatibel.

Im Wärmebereich wird der Einfluss einer forcierten REN-Strategie noch deutlicher. Der Endenergieeinsatz für Wärme (Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme) sinkt bis 2050 auf 60 % des heutigen Wertes, wovon die Verringerung des Raumwärmebedarfs um nahezu 50 % den größten Anteil hat (**Abbildung 15.4**). Gleichzeitig verändert sich, ähnlich wie bei der Stromversorgung, auch hier die Versorgungsstruktur in diesem Zeitraum vollständig. Derzeit stammen 88 % der gesamten Wärme aus Einzelheizungen mit Gas, Heizöl, Biomasse und Strom und nur 12 % aus KWK-Anlagen bzw. aus Fern- und Nahwärmeversorgungen. Im Jahr 2050 ist die direkte Versorgung mit Gas, Heizöl, Biomasse und Strom auf 32 % geschrumpft, aus Fern- und Nahwärmeversorgungen (fossil, Biomasse und Erdwärme) kommen 45 % und aus Kollektoranlagen 23 % (überwiegend auch aus Nahwärmeversorgungen). Die Umsetzung dieser Veränderungen erfordert eine beschleunigte Altbausanierung und **gleichzeitig**, im Zuge von Sanierungsmaßnahmen, ein Vordringen von Nahwärmenetzen und -inseln in Altbaubestände, wobei die Größe der Netze u.a. stark vom Dezentalisierungsgrad der KWK-Anlagen abhängt. Auch die „große“ Fernwärme weitet sich noch aus, überwiegend jedoch durch Abrundung der vorhandenen Versorgungsgebiete und einer Erhöhung des Anschlussgrades. Im Prozesswärmebereich dringt die KWK-Wärme weiter vor, aber auch die Biomasse und teilweise auch die Kollektorzwärme sichern sich Anteile. Der forcierte KWK – Ausbau verstärkt die Wechselwirkungen zwischen Strom- und Wärmeversorgung. Im Wärmebereich kann er einerseits die für eine breitere Nutzung von REG notwendigen Strukturen vorbereiten, da der KWK-Ausbau bis 2020 im wesentlichen abgeschlossen sein wird. Die angestrebten Anteile der KWK im Wärmemarkt (und damit auch bei der Stromversorgung)

sind nämlich nur möglich, wenn konsequent die Etablierung von Nahwärmenetzen und -inseln verfolgt wird. Diese werden aber auch benötigt um Biomasse, Geothermie und Kollektorwärme in größerem Umfang nutzen zu können. Andererseits kann nach 2030 die Ausweitung letzterer an Grenzen stoßen, wenn nicht wieder ein Teil der (fossilen) KWK-Wärme durch regenerative Energien verdrängt werden kann. Im Szenario erreicht daher die KWK-Wärme um 2030 mit dem 1,9fachen des heutigen Beitrags ihr Maximum und geht bis 2050 wieder leicht zurück auf das 1,7fache des heutigen Wertes (1999: ca. 500 PJ/a). Im Gegensatz zur Stromerzeugung sinken die CO₂-Emissionen der Wärmebereitstellung bereits bis 2020 deutlich von derzeit rund 350 Mio. t/a auf 215 Mio. t/a, also um 40 %, und kompensieren so den geringen Rückgang in der Stromerzeugung. Bis 2050 ist die Wärmeerzeugung mit CO₂-Emissionen von 50 Mio. t/a nur noch in sehr geringem Ausmaß an den Treibhausgasemissionen beteiligt.

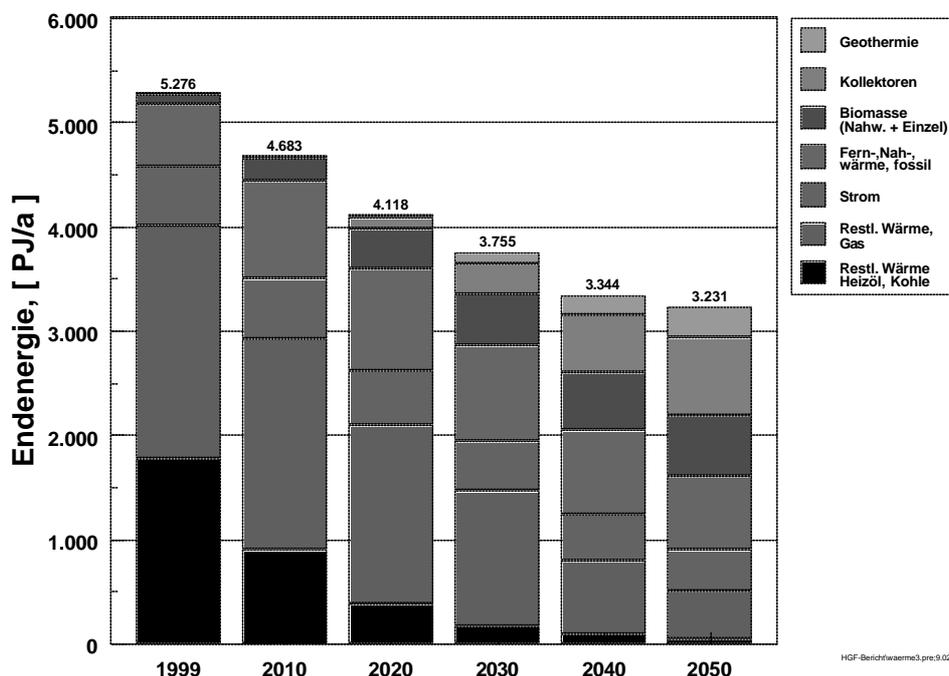


Abbildung 15.4: Strukturveränderungen im Wärmemarkt im Orientierungsszenario bis 2050 nach Energieträgern bzw. Einzelsystemen und Fern- und Nahwärmeversorgungen

15.3 Vergleich mit anderen Zukunftsentwürfen der Energieversorgung

15.3.1 Vergleich mit Szenarien für Deutschland

Es gibt eine größere Anzahl von Szenarien der letzten fünf Jahre, die schwerpunktmäßig von einer weitgehenden Einhaltung der energie-, umwelt- und klimapolitischen Zielsetzungen in Deutschland ausgehen und dabei dem Ausbau regenerativer Energien Beachtung schenken. Sie sind damit vergleichbar mit dem hier vorgestellten Orientierungsszenario. Im Einzelnen handelt es sich dabei um:

1. Gruppe Energie 2010: „Zukünftige Energiepolitik“ [Altner u.a.1995]
2. DLR/ISE: „Ein solares Langfristszenario für Deutschland“ [Langniß et al. 1997]
3. FhG-ISI/Siemens: „Strategien zur CO₂-Minderung“ [ISI/Siemens 1997]
4. Wuppertal-Institut: „Bedeutung des Sektors Bauen und Wohnen für den Klimaschutz“ [Wuppertal 1998]
5. Prognos: „Möglichkeiten der Marktanreizförderung von regenerativen Energien“ [Prognos 1998]
6. Quaschnig: „Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung“ [Quaschnig 1999]
7. BMU: „Klimaschutz durch Nutzung regenerativer Energien“ [BMU 2000]
8. Öko-Institut: Energiewende 2020 – Der Weg in eine zukunftsfähige Energiewirtschaft [Matthes 2000]
9. Jülich/STE: „Auswirkungen eines verstärkten Einsatzes regenerativer Energien und rationaler Energienutzung [STE 2000]

Zur Gegenüberstellung mit einer „Business as usual“-Entwicklung kann insbesondere der Energiereport III [Prognos 2000] herangezogen werden. Teilweise beziehen sich obige Untersuchungen ebenfalls auf eigene oder von früheren Prognos-Untersuchungen abgeleitete Trendentwicklungen. Weiter liegen die „Politiksznarien für den Klimaschutz“ [Politik 1999] vor, die im Auftrag des Umweltbundesamt mit Hilfe des IKARUS- Modell erstellt wurden. Sie können in Bezug auf die REG-Technologien ebenfalls als Trendszenarien aufgefasst werden, da sie verschiedene Maßnahmen zur Treibhausgasreduktion unter kostenminimalen Gesichtspunkten bestimmen; somit haben REG im Betrachtungszeitraum (bis 2010) gegenüber REN-Maßnahmen nur relativ geringe Wachstumschancen

Den für Deutschland vorliegenden Trendszenarien ist gemeinsam, dass sie von einem leichten Rückgang von Primärenergie- und Endenergieverbrauch in Deutschland bis zum Jahr 2010 bzw. 2020 ausgehen. Die angestrebten Klimaschutzziele der Bundesregierung werden nicht erreicht; der CO₂-Ausstoß bleibt annähernd auf dem heutigen Niveau (836 Mio. t/a in 1999), was einer Reduktion um ca. 15 % gegenüber dem Bezugswert des Jahres 1990 entspricht. Alle Trendszenarien sehen auch moderate Wachstumsraten für die Stromerzeugung und Wärmebereitstellung auf der Basis von REG bis hin zu einer etwa 50 %-igen Erhöhung ihres derzeitigen Beitrags vor

Die Übersicht in **Abbildung 15.5** veranschaulicht im Überblick die Einschätzungen der verschiedenen Szenarien zur zukünftigen Entwicklung des Anteils der REG an der Stromversorgung bis zum Jahr 2050. Relativ einhellig wird von einem Erreichen bzw. Überschreiten des 10%-Anteils bis 2010 ausgegangen²¹, das aktuelle Trendszenario „Prognos III“ nach [Prognos 2000] macht davon keine Ausnahme. Nur das Politiksznario „Mit Maßnahmen“ sieht aus Kostengründen REG bis 2010 noch unter der 10%-Marke. War dies für die früheren Szenarien nur in den optimistischen Varianten vorstellbar (z. B. E 2010 II in [Altner et al. 1995]), so erlaubt die Dynamik des gegenwärtigen Windenergieausbaus in den neueren Szenarien eine relativ sichere Einschätzung dieser Entwicklung. Das Orientierungsszenario kann dies berücksichtigen und kommt daher auf einem Anteil von 12,7 % im Jahr 2010. Im Trend bleibt der Zuwachs an REG nach 2010 schwach. Das wird auch in einem früheren Anreizszenario von Prognos [Prognos 1988] so gesehen. In den Ausbauszenarien wird dagegen nach Erreichen des Verdopplungsziels im Jahr 2010 von einem weiteren deutlich

²¹ Bezogen auf die Nettostromerzeugung des Jahres 1999 in Höhe von 514 TWh/a

Wachstum ausgegangen. Für die Stromversorgung bedeutet dies, dass nach Überschreiten der 10 %-Marke im Jahr 2010 innerhalb eines weiteren Jahrzehnts mit dem Überschreiten der 20 %-Marke gerechnet wird.

Für längerfristige Zeiträume geht das Langfristszenario DLR/ISE [Langniß et al. 1997], der Vorläufer des Orientierungsszenarios, von einem stetigen Wachstum aus, so dass im Jahr 2030 die 30 %-Marke und bis zur Mitte des nächsten Jahrhunderts deutlich die 60 %-Marke überschritten würde.²² Die ISE/Siemens-Modellrechnungen [ISI/Siemens 1997] zeigen, dass bei einer angestrebten 80 %-igen Reduzierung der CO₂-Emissionen und gleichzeitigem Verzicht auf Kernenergie die REG-Beiträge bis 2050 die 50 %-Marke überschreiten müssen. Das Szenario der TU Berlin [Quaschnig 1999] geht mit 44 % (2030) und 80 % (2050) von den höchsten REG-Beiträgen aus. Das Orientierungsszenario liegt mit 70 % (bezogen auf Szenarioverbrauch 2050 beträgt der Anteil 65 %) zwischen diesen Zukunftsentwürfen.

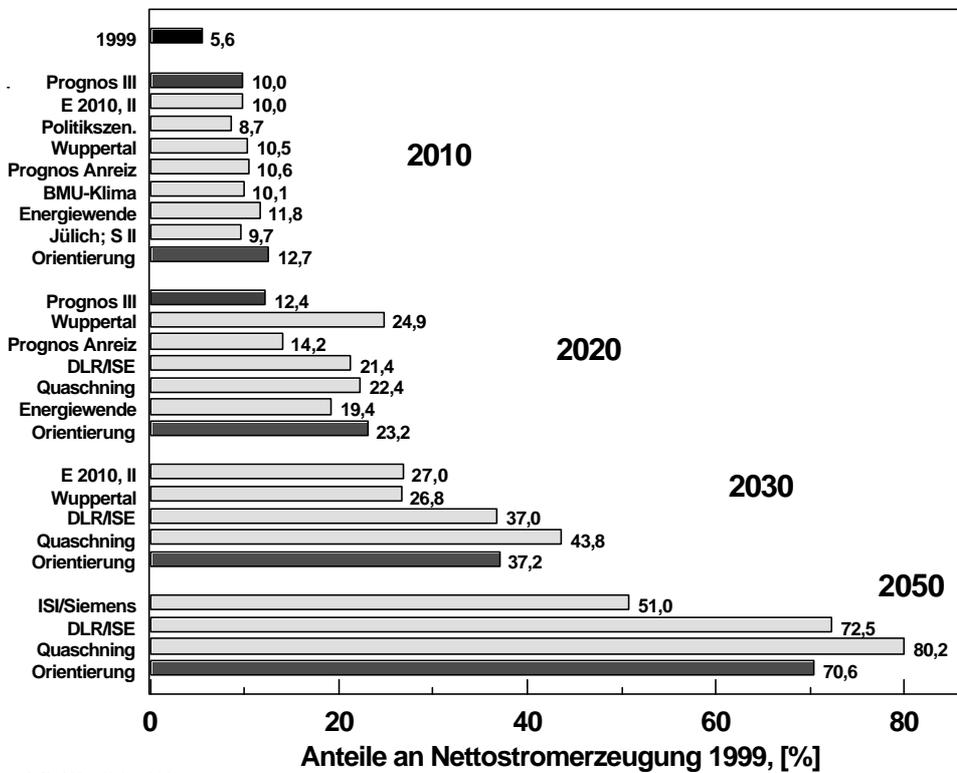


Abbildung 15.5: Entwicklung der regenerativen Stromversorgung bis zum Jahr 2050 im Szenarienvergleich (Bezugswert: Nettostromerzeugung 1999; ohne Müllverbrennung). Die Quellen sind jeweils nach ihrem Erscheinungszeitpunkt aufgeführt (außer Trendentwicklung)

²² In allen Szenarien steigt der Stromverbrauch – wenn auch teilweise geringfügig – noch an. Die tatsächlichen Deckungsanteile des REG-Stroms sind daher in den Szenarien geringer als in den entsprechenden obigen Grafiken. Im Fall des DLR/ISE-Szenarios sind es 32 % im Jahr 2030 und 63 % im Jahr 2050; ähnlich liegen die Werte des Orientierungsszenarios.

Nach den vorliegenden zielorientierten Szenarien können also REG bis zur Mitte des nächsten Jahrhunderts zur dominierenden Energiequelle werden. Dies weist zumindest darauf hin, dass aus potenzieller und struktureller Sicht ein derartiger Ausbau für möglich gehalten wird. Die in verschiedenen Szenarien vorgeschlagenen Instrumente und Maßnahmen zur Erreichung dieser Zielsetzung sind allerdings nur bis 2010 detailliert diskutiert worden (u.a. [BMU 2000]). Sie weisen darauf hin, dass über das derzeitige Maß hinaus noch weitere energiepolitische Unterstützungen erforderlich sind, um selbst dieses „Etappenziel“ zu erreichen. Von einer selbstverständlichen Umsetzung der weiter gesteckten längerfristigen Ziele, insbesondere im Wärmemarkt, kann nicht ausgegangen werden. Die angestrebten REG-Anteile geben jedoch Hinweise auf den Grad der noch erforderlichen Veränderung des derzeitigen Strom- (bzw. Energie-) -versorgungssystems, die damit verknüpften Investitionen und Investitionszeitpunkte und die damit verbundenen Auswirkungen technischer und ökonomischer Art. Darauf wird im folgenden Abschnitt eingegangen.

15.3.2 Perspektiven regenerativer Energien aus europäischer und globaler Sicht

Mit dem „Energy Outlook to 2020“ der Generaldirektion für Energie (DGXVII) der Europäischen Kommission von November 1999 liegt ein aktueller Ausblick der möglichen Energieversorgung der 15 EU-Länder vor [Outlook, 1999] der u.a. auch auf die potentielle Rolle der REG eingeht. Die dort vorgestellte Veränderung der zukünftigen Energieversorgung hat den Charakter einer „Business as usual“-Entwicklung; d.h. bestehende Trends werden fortgeschrieben und strukturelle Veränderungen im wesentlichen nur im Rahmen der im Modell vorgegebenen Wirtschaftlichkeitsparameter zugelassen. Daher führt diese Fortschreibung u.a. auch zu einem Anstieg der CO₂-Emissionen, läuft also den Zielen von Kyoto entgegen. Auch die Entwicklung von REG verläuft vor dem Hintergrund des unterstellten Energiepreinsniveaus selbst im Rahmen der Maximalvariante (sensitivity scenario S6) relativ langsam ab. In der Basisversion erreichen REG im Jahr 2020 einen Anteil am Primärenergieverbrauch von lediglich 6,2 % (1995: 5,3 %), im Szenario S6 liegt er bei 8,4 %.

Dem gegenüber sehen die Empfehlungen des „Weißbuchs“ der EU-Kommission [Weißbuch 1997] eine Verdopplung des Anteils von REG auf etwa 12 % Anteil bereits im Jahr 2010 vor. Dieses Verdopplungsziel wurde in einer „Kampagne für den Durchbruch“ [Kampagne 1999] weiter konkretisiert. Ein Ziel ist u.a. der Ausbau der Photovoltaik von derzeit rund 100 MWp auf 3.000 MWp im Jahr 2010 bzw. auf 1.000 MWp bereits bis 2003. Auch die aus den globalen Zielsetzungen zum Klimaschutz ableitbaren „Teilziele“ für die Europäische Union verlangen deutlich größere Anstrengungen zum Ausbau der REG als es der aktuelle EU-Outlook vorsieht. Sie werden im folgenden für den Bereich der Stromversorgung den Angaben aus [EU-Outlook 1999] gegenübergestellt .

Das wesentliche Merkmal der EU-Fortschreibung ist ein weiteres starkes Anwachsen des Stromverbrauches (**Abbildung 15.6**, obere Kurve). Wirksame Substitutionsanstrengungen durch REG werden dadurch sehr erschwert. Als Ergebnis wächst der Anteil der REG an der Stromversorgung der EU 15 von derzeit 14 % auf lediglich 17% im Jahr 2030 und bei einer Extrapolation der Angaben aus [EU-Outlook 1999] bis 2050 auf lediglich 20 %. Die absolute Differenz zwischen Gesamtbedarf und REG-Beitrag wächst stetig. Und dies obwohl insbesondere die Windenergie und die Biomasse relativ stark ausgebaut werden, was zu einer Verdopplung des absoluten REG-Beitrags bis 2030 (**Abbildung 15.6**, untere Kurve) führt. Zu ähnlichen Anteilen kommen auch die Szenarien der TERES – Studie [TERES 1997]. Ein alleiniger REG-Ausbau ohne gleichzeitig verstärkte Anstrengungen einer deutlich rationelleren Energie- (bzw. hier Strom-) -verwendung führt also unter den Gesichtspunkten des Klimaschutzes und der Ressourcenschonung nicht zum Ziel.

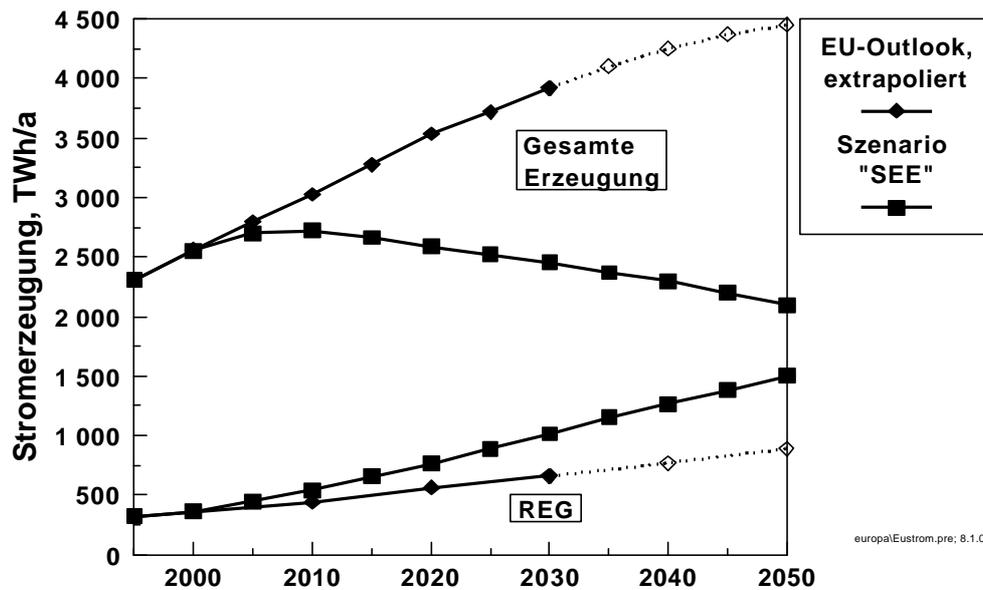


Abbildung 15.6: Entwicklung des zukünftigen Stromverbrauchs und des Anteils von REG in Europa (EU15) entsprechend EU-Outlook 1999 und dem Szenario: „Solar Energy Economy“ [Nitsch 2001]

Werden dagegen die Annahmen zu einem effizienteren Stromeinsatz denjenigen des Orientierungsszenario (für Deutschland) angepasst, so kann der absolute Stromverbrauch der EU 15 nach 2010 wieder sinken und erreicht im Jahr 2030 etwa wieder das derzeitige Niveau. Die Wirksamkeit einer Substitution fossiler Energien durch REG ist in diesem Szenario dementsprechend deutlich wirksamer. Gleichzeitig verlangen die Klimaschutzziele, eine deutlich stärkere Mobilisierung von REG als im EU-Outlook angenommen. Abgeleitet aus dem globalen Ansatz des Szenarios „Solar Energy Economy (SEE)“ [Nitsch 1999; Nitsch 2001] und in Übereinstimmung mit den Vorgaben des Weißbuchs der EU sollte unter Nachhaltigkeitsgesichtspunkten eine Entwicklung der REG in EU 15 angestrebt, werden wie sie am Beispiel der Stromerzeugung in **Abbildung 15.7** dargestellt ist. Der Beitrag von REG wächst danach von 325 TWh/a (1997) auf 540 TWh/a in 2010 und auf 765 TWh/a in 2030. Im Jahr 2050 erreicht er 1.500 TWh/a.

Die Struktur dieser REG-Stromversorgung zeigt, dass Im Jahr 2035 die Windenergie mit dann 130 GW Leistung die Wasserkraft als bedeutendste REG-Quelle ablöst. Aber auch alle anderen REG tragen ab 2020 mit substantiellen Anteilen zur Stromversorgung Europas bei. In Verbindung mit dem sparsamen Umgang mit Elektrizität steigen sie REG-Anteile an der Stromversorgung signifikant auf 20 % im Jahr 2010, 30 % in 2020 und 42 % in 2030 und liefern ab 2040 (55 % Anteil) den größten Beitrag zur Stromversorgung Europas.

Auf Überlegungen zur Einführung von REG im Rahmen globaler Szenarien wurde im Zusammenhang mit der Diskussion der Nachhaltigkeitsdefizite der Energieversorgung (vgl. Kapitel 12.4, dort Abbildung 12.1) bereits eingegangen. Im Unterschied zur nationalen und europäischen Perspektive ist im globalen Rahmen in jedem Fall – d.h. auch bei verstärkten Anstrengungen zu einer rationelleren Energienutzung - von einem weiteren Anwachsen des Energiebedarf auszugehen. Andererseits ist bereits der heutige globale Beitrag der REG höher als in Deutschland oder im europäischen Durchschnitt. So liefert die Wasserkraft mit 18,3 % nach der Kohle den zweitgrößten Beitrag zur globalen Stromversorgung. Alle aufgeführten Szenarien gehen von stark wachsenden Anteilen der REG an der zukünftigen Energieversorgung aus.

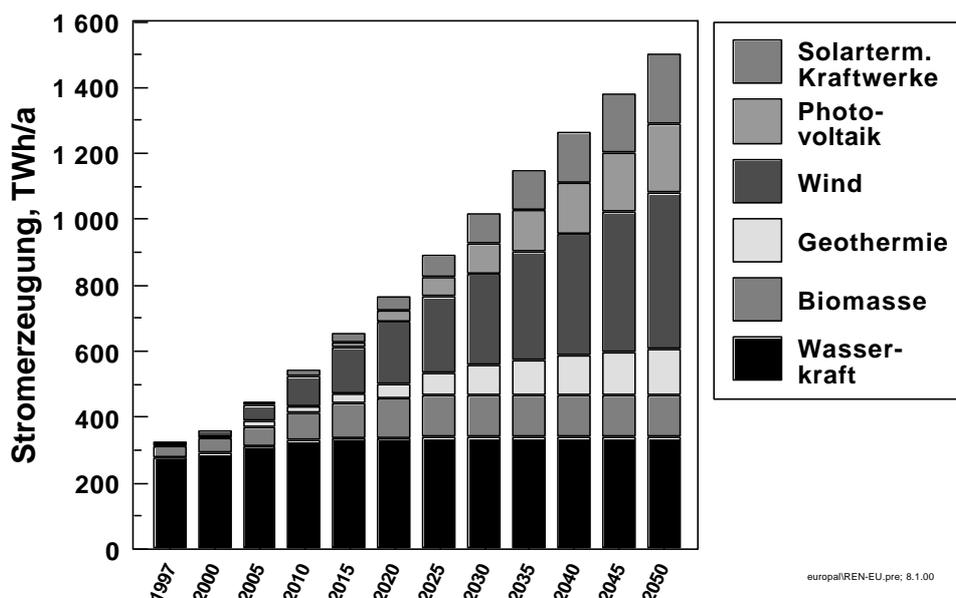


Abbildung 15.7: Stromerzeugung aus REG in Europa (EU 15) nach Primärenergiequellen bis zum Jahr 2050 im Szenario „SEE“ mit verstärkter REN und REG-Strategie [Nitsch 2001]

Im Folgenden wird auf das bereits oben erwähnte zielorientierte Szenario „Solar Energy Economy (SEE)“ Bezug genommen, welches die Vorgaben der IPCC für 2050 hinsichtlich der CO₂-Emissionen erfüllt, gleichzeitig aber den beträchtlichen Nachholbedarf an Energie in den Entwicklungsländern berücksichtigt. Es ist in ebenfalls in Abbildung 12.1 (rechter Balken) aufgeführt. Der gesamte REG-Beitrag am globalen Primärenergieverbrauch beträgt dort im Jahr 2050 75 %, ist aber mit 17 Mrd. t SKE/a absolut geringer als derjenige im Shell-Szenario mit nahezu 20 Mrd. t SKE/a (Abbildung 12.1, zweiter Balken von links). Das Szenario stellt idealtypisch die Zielsetzungen: Klimaverträglichkeit, Risikoarmut und Angleichung der globalen Lebensbedingungen einer nachhaltigen Energieversorgung für das nächste Jahrhundert dar und zeigt einen möglichen Übergang vom heutigen Zustand auf. Es kann daher als Orientierung für die erforderlichen Schritte auf globaler Ebene dienen, die in Politik, Wirtschaft und Wissenschaft unternommen werden müssen, um die in Kapitel 12.4 erläuterten Nachhaltigkeitsdefizite im Bereich der Energieversorgung zu verringern.

Die dahinter stehende enorme Herausforderung kann besonders im Bereich der Stromversorgung herausgearbeitet werden. Das entsprechende Teilszenario (**Abbildung 15.8** oben) geht von einem sehr effizienten Stromeinsatz in den OECD-Ländern aus mit einer Reduzierung des Pro-Kopf-Stromverbrauchs um 30 % bis 2050 sowie von einem beträchtlichen Zuwachs in den Schwellen- und Entwicklungsländern mit einer Verdreifachung ihres Pro-Kopf-Stromverbrauchs bis 2050. Mit einer gesamten Stromerzeugung von 31.800 TWh/a im Jahr 2050, dem 2,2-fachen des Wertes von 1998, entspricht es bezüglich der Verbrauchshöhe etwa dem WEC-B-Szenario in Abbildung 12.1. Hinsichtlich seiner Erzeugungsstruktur (**Abbildung 15.8** unten) ähnelt es dagegen dem WEC-C1-Szenario. Bedeutendster Energieträger bei der Stromversorgung ist heute mit 40 % Anteil die Kohle. Diese allein bewirkt rund 25 % der globalen CO₂-Emissionen (und 85 % der insgesamt durch die Stromerzeugung hervorgerufenen Emissionen). Diese Rolle wird die Kohle auch bei großen Anstrengungen zur Mobilisierung von REG auch für die nächsten 30 Jahre beibehalten. Die Stromerzeugung aus Gas wird an Bedeutung gewinnen und längerfristig die Kohle vom ersten Platz der fossilen Energieträger verdrängen. Die Zielsetzung Risikominimierung führt in dem Szenario zu einer stetigen Reduktion des Beitrags der Kernenergie und zu ihrem Auslaufen bis zum Jahr 2040.

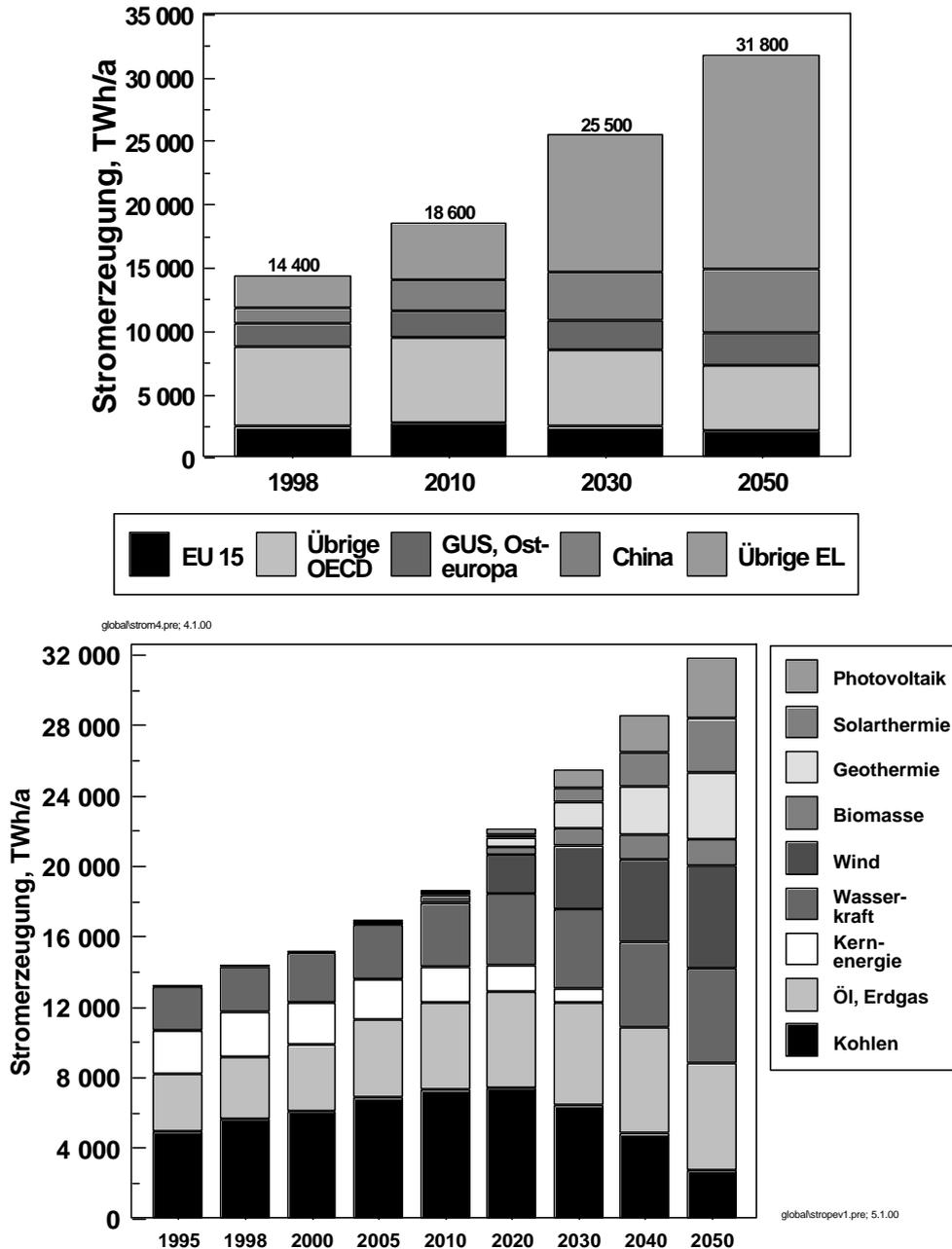


Abbildung 15.8: Globale Stromerzeugung nach Regionen oben und nach Primärenergiearten (unten) bis zum Jahr 2050 im Szenario: „Solar Energy Economy“ [Nitsch 1999; Nitsch 2001]

Aus den obigen Zielsetzungen des Szenarios ergeben sich die resultierenden Wachstumsraten für den Beitrag der REG an der zukünftigen globalen Stromversorgung. Sie sind wegen der hohen Verbrauchszuwächse in den Entwicklungsländern und dem angenommenen Auslaufen der Kernenergie sehr anspruchsvoll. Für eine im Sinne des Szenarios rechtzeitige und angemessene Mobilisierung von REG (ohne Wasserkraft) müssen diese bis zum Jahr 2020 mit hohen Wachstumsraten von durchschnittlich 16 bis 17 %/a wachsen. Sie decken dann ein Drittel des Strombedarfs. Danach reichen Wachstumsraten unter 10 %/a und absinkend bis auf 3 %/a zwischen 2040 und 2050 aus, damit mit rund 70 % Anteil im Jahr 2050 REG zur dominierenden Energiequelle des nächsten Jahrhunderts werden. Der weitere

Ausbau der Wasserkraft orientiert sich bis 2020 an den Vorstellungen der IEA [IEA 1999]. Danach verlangsamt sich ihr Zubau aus Potentialgründen; insgesamt verdoppelt sich ihr Beitrag bis 2050 gegenüber dem derzeitigen Beitrag von 2 635 TWh/a. Die Wasserkraft bleibt damit auf globaler Ebene bis nahezu zur Mitte des Jahrhunderts die bedeutendste regenerative Quelle für die Stromerzeugung und liefert dann 17 % der globalen Stromerzeugung (derzeit 18,3 %).

Eine äußerst dynamisch sich entwickelnde Energietechnologie stellt die Windenergie dar mit derzeitigen weltweiten Zuwachsraten von rund 4.000 MW/a (2000). Im Szenario orientiert sich ihr Zuwachs am Ziel eines 10%igen Anteils an der globalen Stromversorgung des Jahres 2020 der European Wind Energy Association [Wind 1999]. Einschließlich Off-shore-Anlagen entspricht dies zu diesem Zeitpunkt einer installierten Leistung von 900 GW, was einer durchschnittlichen Wachstumsrate von 20 %/a entspricht. In Weiterführung dieser Wachstumsdynamik schließt die Windenergie mit abklingenden Zuwachsraten bis zum Jahr 2040 zur Wasserkraft auf und übertrifft sie im Jahr 2050 mit einem Beitrag von 5.800 TWh/a bzw. 2.200 GW. Ihr Beitrag zur globalen Stromerzeugung beläuft sich dann auf 18 %.

Die weitere und verstärkte Etablierung von Biomasse als energierelevante Stromerzeugungstechnologien verlangt bis 2010 Wachstumsraten um 10 %/a, was sich angesichts ihrer günstigen ökonomischen Daten und ihrer technologischen Reife relativ leicht bewerkstelligen lässt, wenn entsprechende energiepolitische Prioritäten gesetzt werden. Bei der Biomasse handelt es sich dabei zum einen um die Zufeuerung in bestehende Kohlekraftwerke, zum anderen um die verstärkten Aufbau dezentraler KWK-Anlagen auf der Basis von (überwiegend) Holz und Biogas. Der Ausbau der Geothermie verlangt neben der weiteren Erschließung günstiger geologischer Vorkommen (insbesondere USA; in Europa Italien und Island) den zügigen Einstieg in die Stromerzeugung auf der Basis der Hot-Dry-rock (HDR)-Technik. Die Stromerzeugung aus Biomasse und Geothermie ist wegen ihrer gesicherten Verfügbarkeit, ihrer möglichen hohen Ausnutzungsdauern (Biomasse in KWK rund 4.000 h/a; Geothermie rund 7.000 h/a) und ihrer Kostengünstigkeit von großer Bedeutung für eine wirksame Erschließung des Strommarktes durch größere Anteile von REG. Für die Biomasse wird nach 2030 aus Potentialgründen von einem Abklingen des Zuwachses ausgegangen, was zu einem maximalen Anteil der Stromversorgung aus Biomasse von 1.500 TWh/a (knapp 5 %) bzw. 375 GW im Jahr 2050 führt. Im Gegensatz dazu kann aufgrund des beträchtlichen Potentials der HDR-Stromerzeugung bei der Geothermie bei einmal etablierter Technologie von einem weiteren Wachstum ausgegangen werden, was der Geothermie mit 3.800 TWh/a (600 GW) im Jahr 2050 zu einer wichtigen Säule einer auf REG basierenden Stromversorgung macht. Sie stellt dann 12 % der globalen Stromerzeugung.

Die Strahlungsenergie trägt derzeit mit ca. 2 TWh/a noch in unbedeutendem Maße zur globalen Stromversorgung bei. Langfristig müssen sie jedoch aufgrund der praktisch „unbegrenzten“ Potentiale die Hauptlast einer globalen regenerativen Energieversorgung tragen. Die Technologien zu ihrer Nutzung müssen daher mit sehr großer Intensität erschlossen werden. Beide Technologien ergänzen sich in sehr günstiger Weise bei der notwendigen intensiven Erschließung der Potenziale der solaren Strahlungsenergie [TAB 2000]. Es wird daher in dem Szenario von vergleichbaren Wachstumsraten für beide Technologien ausgegangen. Bei solarthermischen Kraftwerken wird mit durchschnittlichen Marktwachstumsraten um 25 %/a im Jahr 2020 mit 250 TWh/a (bzw. 70 GW) die 1 %-Marke überschritten. Ein weiteres kontinuierliches Wachstum von ca. 10 %/a führt zu einem Beitrag dieser Technologie von 3.100 TWh/a bzw. 600 GW im Jahr 2050. Solarthermische Kraftwerke tragen dann mit 10 % zur globalen Stromversorgung bei. Vergleichbare Ziele – also Überschreiten der 1 %-Marke im Jahr 2020 und der 10 %-Marke im Jahr 2050 - können im Rahmen dieses Szenarios für die Marktentwicklung der Photovoltaik gesetzt werden. Im Jahr 2050 würde sie

einen Beitrag von 3 400 TWh/a zur globalen Stromversorgung leisten²³. Dies erfordert ein mittleres globales Marktwachstum bis 2010 von 30 %/a, von 15 %/a zwischen 2010 und 2020 und von weiteren 4 %/a auf hohem Niveau in den darauffolgenden 30 Jahren. Gegenüber dem Zeitraum von 1992 bis 1998 mit einem durchschnittlichen Marktwachstum von 20 %/a erfordert die Zielsetzung des Szenarios eine deutliche Steigerung der Wachstumsgeschwindigkeit des PV-Marktes im nächsten Jahrzehnt. Diese Steigerung könnte mit 6.500 MW_p/a Jahresumsatz in 2010 zum Vierzigfachen des derzeitigen Weltmarktvolumens führt. Derartige Wachstumsraten sind keineswegs unwahrscheinlich. So wuchs der Windenergiemarkt in Deutschland im letzten Jahrzehnt um ebenfalls 30 %/a und die kumulierte Leistung um durchschnittlich 47 %/a. Auch der globale PV-Markt ist seit 1996 bereits mit 30 %/a gewachsen. Trotzdem sind - entsprechend der ehrgeizigen Zielsetzung des beschriebenen Szenarios - die hier beschriebenen Annahmen zum möglichen Ausbau der REG in globalem Maßstab als eine optimistische Obergrenze der zukünftigen Marktentwicklung anzusehen.

15.4 Einige ökonomische Wirkungen des Orientierungsszenarios

Der zukünftige Ausbau von REG wird insbesondere unter ökonomischen Gesichtspunkten diskutiert. Dies resultiert aus der Tatsache, dass viele REG-Technologien im Vergleich zum derzeitigen Kostenniveau der Energieversorgung teurer sind und deshalb unterschiedliche Einschätzungen über die auftretenden Zusatzbelastungen bestehen, wenn dieser Ausbau forciert wird. Adäquate Informationen zu dieser Frage müssen den dynamischen Prozess dieser Entwicklung berücksichtigen, der einerseits durch die Kostendegressionspotenziale der REG-Technologien, andererseits durch die zukünftig zu erwartenden Kostensteigerungen der konventionellen Energieversorgung bedingt ist. Die Frage ist daher nicht, ob REG „zu teuer“ sind, sondern in welchem Ausmaß und wie lange gesellschaftliche bzw. monetäre Vorleistungen zu erbringen sind, bevor sich die Investitionen in REG „rentieren“. Tatsächlich nehmen die jährlichen Investitionen in REG im Verlauf der Ausbaustrategie – entsprechend dem wachsenden Beitrag an der Energieversorgung - beträchtliche Volumina an (**Tabelle 15.2**). Allein bis 2010 ergeben sich kumulierte Investitionen von 88 Mrd. DM. Insbesondere zeigt sich, dass die derzeit noch niedrigen Investitionen im Wärmemarkt schneller als diejenigen im Strommarkt wachsen und diese bereits um 2020 nahezu erreichen. In diesen Investitionen sind auch die erforderlichen Wärmenetze für die Nahwärmeversorgungen enthalten. In allen Zahlenangaben sind auch die erforderlichen Ersatzinvestitionen enthalten, die ab etwa 2020 relevante Werte annehmen (Nutzungsdauern der REG-Anlagen zwischen 15 a (Wind) bis 30 a (Wasserkraft, Wärmenetze).

Die bis dahin sich deutlich vergrößernden Märkte führen allerdings auch zu deutlich Kostendegressionen. Dazu zeigt sich z.B. in **Abbildung 15.9** am Kostenverlauf der zukünftigen REG-Stromversorgung auf der Basis des Orientierungsszenarios. Zwischen 2000 und 2010 werden insgesamt REG-Anlagen mit einer Stromerzeugungskapazität von 37 TWh/a zugebaut. Zunächst dominiert die zukünftige Kostenentwicklung der Windenergie die mittleren Stromgestehungskosten des Gesamtausbaus, da sie über 70 % zum Zubau in diesem Zeitraum beiträgt. Bis 2010 sinken die mittleren Kosten von 0,178 DM/kWh (2000) auf 0,148 DM/kWh. Nach 2010 kommt die Degression zum Stillstand, obwohl bei der Windenergie auch danach noch von weiteren Kostensenkungen (Offshore-Anlagen) ausgegangen werden kann. Einerseits liegt die nun stärker dominierende Biomasse in einem ähnlichen

²³ In den Szenarien A1 und C1 der WEC [WEC 1998] wird sogar von einem Beitrag von rund 4.500 TWh/a im Jahr 2050 ausgegangen (im Szenario B von 1.500 TWh/a). Allerdings ist dort nicht die Stromerzeugung aus solarthermischen Kraftwerken betrachtet worden.

Kostenband um 0,14-0,16 DM/kWh, wobei dort keine oder nur geringe Kostendegressionen zu erwarten sind. Zum anderen wird von einem anhaltenden Wachstum der Photovoltaik ausgegangen, die trotz deutlicher Kostendegressionen in diesem Zeitraum immer noch mittlere Stromgestehungskosten zwischen 0,80 und 0,50 DM/kWh aufweist (Neuanlagen in 2020: 0,35 DM/kWh). Geringfügig kompensierend wirkt sich die beginnende Stromerzeugung aus Geothermie aus, für die nach Ablauf der Demonstrationsphase Kosten von 0,12 DM/kWh angenommen wurden. Der Stromimport liegt mit Kosten zwischen 0,16 DM/kWh (2015) und 0,14 DM/kWh (2020) in vergleichbarer Höhe. Im Jahr 2020 stellen sich danach in der Basisentwicklung des Orientierungsszenarios mittlere Stromgestehungskosten von 0,145 DM/kWh ein mit leicht steigender Tendenz.

Tabelle 15.2: Jährliche Investitionen in REG-Technologien (Mio. DM/a, Geldwert 1999) im Orientierungsszenario bis zum Jahr 2050

	1999	2010	2020	2030	2040	2050
Stromversorgung *) ²⁴	4331	5845	11360	14158	18450	23635
Wärmeversorgung **)	1339	5143	10087	14335	20212	26079
Gesamt	5670	10988	21447	28493	38662	49714
Anteil an PEV (%)	1,7	4,3	9,2	18,7	30,3	42,6

*) ab 2015 einschl. Investitionen für Solarstromimport; **)einschließlich Nahwärmenetze

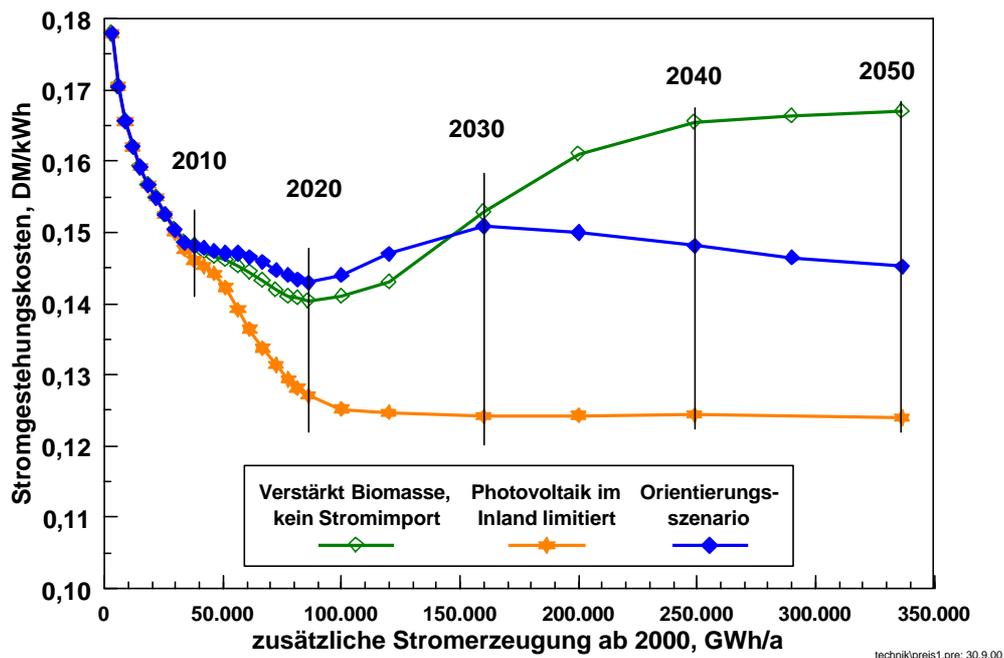


Abbildung 15.9: Stromkosten von REG für den Ausbaue Zeitraum 2000 bis 2050 für unterschiedliche Ausbaupfade. Dargestellt sind die mittleren Kosten des jeweiligen Bestandes (ohne „Altanlagen“ bis 1999); der Nullpunkt der Kostenskala ist unterdrückt.

²⁴ Die Aufwendungen für den Solarstromimport (einschließlich der Übertragungsleitungen) sind hier als Investitionen ausgewiesen um die Differenzkosten voll erfassen zu können. Nach einer Übergangszeit wird der Strom zu kostendeckenden Preisen importiert werden und die weiteren Investitionen würden von den Standortländern bzw. global agierenden Energieunternehmen getätigt. An die Stelle von importiertem Rohöl tritt – allerdings in geringem Ausmaß – importierter Solarstrom (und später möglicherweise importierter regenerativer Wasserstoff).

Verlängert man bei stetigem weiteren Wachstum regenerativer Energien den Betrachtungszeitraum bis 2050, so bleibt das Kostenniveau, mit leichten Schwankungen, stabil zwischen 0,14 und 0,15 DM/kWh. Wind-, Geothermie- und Importstrom kompensieren in diesem Szenario näherungsweise die mit dem weiteren Photovoltaikausbau verbundenen höheren Kosten. Variationen der Basisentwicklung werden bis 2010 weitgehend durch die starke Dynamik der Windenergie überlagert. Limitiert man beispielhaft den Ausbau der Photovoltaik bei einem Beitrag von 1 TWh/a (**Variante I: PV im Inland limitiert**), so setzt sich nach 2010 die Kostendegression zunächst abgeschwächt, danach wieder stärker (wegen des Stromimports) fort und mündet in einem langfristig stabilen Kostenniveau für REG-Strom um 0,125 Pf/kWh. Schließt man dagegen den Import von Strom aus REG aus, so wird dies zunächst einen stärkeren Ausbau der Biomasse und der noch verfügbaren Windenergie induzieren als im Basisausbau angenommen ist. Dies führt zu einem etwas geringeren mittleren Kostenniveau um das Jahr 2020 mit knapp 0,140 DM/kWh (**Variante II: kein Stromimport**). Nachdem deren Potenziale aber weitgehend ausgeschöpft sind, verteuert sich die Strombereitstellung, da nun verstärkt auf die Photovoltaik zurückgegriffen wird. Nach 2040 stellt sich ein Kostenniveau von 0,165 DM/kWh ein. Eine langfristig angelegte Ausbaustrategie wird also aus deutscher Sicht nicht ohne Import von REG auskommen, was nicht anderes bedeutet, als REG möglichst an den jeweils günstigsten Standorten zu nutzen, sobald es darum geht, in größerem Umfang fossile und nukleare Energien zu ersetzen. Ein wesentliches Strategieelement des Orientierungsszenarios stellt daher die optimale Abwägung zwischen der (zeitlich früheren) lokalen und regionalen Nutzung von REG und der (zeitlich nachfolgenden) überregionalen Nutzung in einen europäischen bzw. sogar mediterranen Energieverbund dar [TAB 2000].

Die entstehenden Differenzkosten (Kapitalkosten, Betriebs- und Wartungskosten, Brennstoffkosten bei Biomasse abzüglich der Erlöse **ohne** Förderung) des Orientierungsszenarios hängen selbstverständlich stark von den anlegbaren Kosten einer Energieversorgung ohne Ausbau der REG und damit von der zukünftigen Energiepreisentwicklung und der Besteuerung konventioneller Energien ab. In 1999 betragen die resultierenden Differenzkosten für die bis zum Jahresende installierten Anlagen knapp 2 Mrd. DM/a, wenn von anlegbaren Strompreisen von 6 Pf/kWh und Wärmepreisen von 9,4 Pf/kWh ausgegangen wird (vgl. Tabelle 15.3). Diese Differenzkosten werden durch die vorhandenen Förderinstrumente (EEG, Förderprogramme von Bund, Ländern und Kommunen, durch zinsverbilligte Kredite sowie durch Eigenleistungen von Energieversorgern, Unternehmen und Bürgern [BMU 2000]) aufgebracht. Umgelegt auf die gesamte Strom- bzw. Wärmeerzeugung entspricht dies derzeit spezifischen Mehrkosten von $0,25 \text{ Pf/kWh}_{\text{el}}$ und $0,05 \text{ Pf/kWh}_{\text{th}}$, ist also im Vergleich zu anderen Energiepreisveränderungen gering.

Die zukünftige Entwicklung der Differenzkosten gibt Aufschluss über die aufzubringenden Vorleistungen zur Erschließung der REG-Märkte, über die Zeitdauer einer erforderlichen Unterstützung und über die Art und Intensität dazu erforderlicher Instrumente. In **Abbildung 15.10** sind sie als Funktion der Preisentwicklung einer Energieversorgung ohne weiteren Ausbau der REG im zeitlichen Verlauf von 2000 bis 2050 dargestellt. Die dazugehörigen angenommene Preisentwicklung zeigt **Tabelle 15.3**. Die angenommenen Preissteigerungen reichen von sehr geringen Werten (Variante 0: bis 2020 10 % reale Steigerung (Strom bis 2010 konstant), bis 2050 bei Strom 70 %, bei Wärme 40 %; wobei der Ausgangswert für Strom wegen des gegenwärtigen Überangebots und der laufenden Marktberaumungsprozesse außerordentlich niedrig ist) bis zu deutlichen Steigerungen (Variante 3c: bis 2020 bei Strom 45 %, bei Wärme 30 %, bis 2050 bei Strom eine reichliche Verdreifachung, bei Wärme eine Steigerung auf das 2,5fache). In dieser Variante verdoppeln sich die Preise für Gas und Heizöl bis 2030; bis 2050 vervierfachen sie sich etwa. Angesichts der langen Zeiträume sind derartige Preissteigerungen durchaus realistisch, bis 2030 sind ähnliche Annahmen in [Prognos 2000] und [FEES 2001] zu finden. In allen Varianten sind die anfänglichen Steigerungsraten (bis 2010) sehr gering, nehmen aber nach 2020 deutlich zu.

Tabelle 15.3: Angenommen Entwicklung realer anlegbarer Preise für die Strom- und Wärmebereitstellung aus regenerativen Energien (Geldwert 1999); S = Mittlere Stromgestehungskosten ohne REG, Ausgangswert 2000: 6,0 Pf/kWh_{el} (=100); W = Mittelwert einer betrachteten Bandbreite von Wärme gestehungskosten auf der Basis von Heizöl und Erdgas, (Einzelheizung; Großabnehmer, Nahwärmeversorgungen), Ausgangswert 2000: 9,4 Pf/kWh_{th} (=100)

Varianten	0		1a		1b		2b		3c	
	S	W	S	W	S	W	S	W	S	W
2000	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2005	100	102	103	102	105	102	105	104	110	106
2010	100	105	105	105	110	105	110	109	120	113
2020	110	110	122	111	135	111	135	118	145	130
2030	128	117	150	123	173	123	173	137	190	157
2040	150	127	182	140	223	140	223	163	248	197
2050	173	141	223	162	285	162	285	197	325	250

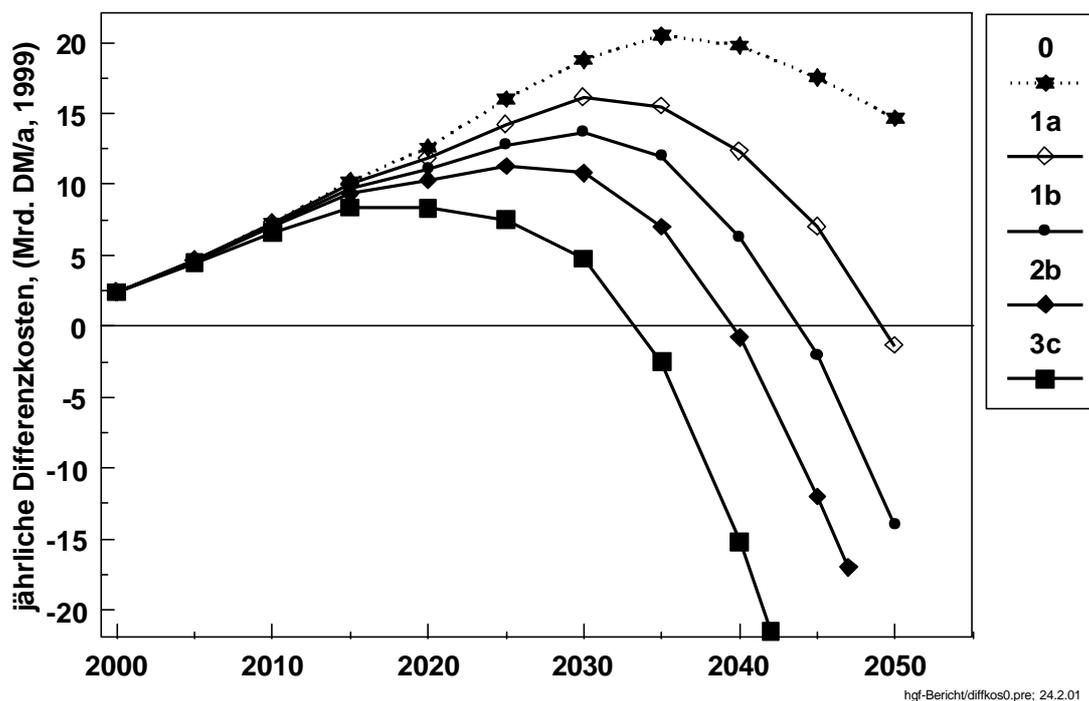


Abbildung 15.10: Verlauf der jährlichen Differenzkosten im Orientierungsszenario gegenüber einer Energieversorgung ohne Einführung von REG in Abhängigkeit unterschiedlicher Preissteigerungen von Strom- und Wärmepreisen auf fossiler Basis (vgl. Tabelle 15.3)

Ersichtlich ist die Notwendigkeit, den Prozess der Markteinführung von REG über einen angemessenen langen Zeitraum zu betrachten, da sich die volkswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit einer REG-Ausbaustrategie im wesentlichen erst im Zeitabschnitt nach 2020 zeigt. Die anfängliche Kostendifferenz und die angenommenen Markteinführungsgradienten der Einzeltechnologien führen zunächst – auch unter Berücksichtigung der möglichen Kostendegressionen - zu stetig steigenden Differenzkosten. Sie unterscheiden sich in den Varianten bis zum Zeitpunkt 2010/2015 wegen des zunächst schwachen Preisanstiegs fossiler Energien kaum und liegen für das Orientierungsszenario im Jahr 2010 zwischen 6,6 Mrd. DM/a für Variante 3c und 7,4 Mrd. DM/a für Variante 0 (ca. 0,75 Pf/kWh_{el} und 0,22 Pf/kWh_{th}). Die Kostenschere schließt sich danach unterschiedlich rasch. Bei geringfügigen Preisanstiegen (V 0) steigen die Differenzkosten noch bis zum Jahr 2040 auf dann 19,8 Mrd. DM/a: Aber auch in dieser ungünstigen (und unwahrscheinlichen) Entwicklung beträgt die spezifische Belastung maximal 1,5 Pf/kWh_{el} bzw. 1,4 Pf/kWh_{th} und sinkt danach wieder. Bei höheren Preissteigerungen (V 3c) ist bereits 2015 mit 8,4 Mrd. DM/a (0,95 Pf/kWh_{el} und 0,27 DM/kWh_{th}) der Maximalwert erreicht, zwischen 2030 und 2035 wird die Energiebereitstellung mittels REG im Mittel kostengünstiger als eine bis dahin allein auf konventionelle Energien sich abstützende Energieversorgung. Während sich die kumulierten Differenzkosten dieser Variante bis 2030 noch auf 195 Mrd. DM (Geldwert 1999; nicht abdiskontiert) belaufen, ergibt sich kumuliert von 2000 bis 2045 eine ausgeglichene Bilanz. Die bis 2030 erbrachten Vorleistungen in eine nachhaltige Energieversorgung würden sich also bei dem in der Variante 3c unterstellten Verlauf der fossilen Energiebereitstellungskosten bereits um das Jahr 2045 voll amortisiert haben. Externe Kosten der Energiebereitstellung sind dabei noch gar nicht berücksichtigt.

Andererseits ist auch ersichtlich, dass Kostendegression und technologischer Fortschritt bei REG allein nicht ausreichen werden, gegen eine fossile Energiewirtschaft zu konkurrieren, wenn von reichlich verfügbaren Energierohstoffen – also etwa einem Mehreinsatz von Kohle oder von nichtkonventionellen Erdöl (Ölschiefer, Teersände u.ä.) als Ersatz für Öl und später Erdgas - und damit von höchstens gering steigenden Energiepreisen ausgegangen wird (Variante 0) und externe Kostenbetrachtungen außer acht gelassen werden. Die kumulierten Differenzkosten dieser Variante belaufen sich nämlich bis 2030 bereits auf 310 Mrd. DM (Geldwert 1999, **nicht** abdiskontiert) und steigen auch danach weiter (2000-2050: 675 Mrd. DM). Der verstärkte Kohleeinsatz würde aber zu unkalkulierbaren externen Kosten (Verstärkung des Treibhauseffekts) führen, die gerade bei einer derartigen Strategie berücksichtigt werden müssten.

Ebenfalls zeigt sich, dass der begonnene REG-Einführungsprozess mit der Flankierung durch wirksame energiepolitische Instrumente bis gut 2015 durchgehalten werden muss, um den weiteren Ausbau sicherzustellen und den sich erst längerfristig einstellenden Nutzen absichern zu können. Die aufzubringenden Differenzkosten, die derzeit rund 2 Mrd. DM/a betragen, liegen zu diesem Zeitpunkt bei 8 bis 10 Mrd. DM/a (die bis dahin kumulierten Investitionen bei 156 Mrd. DM) und müssen durch entsprechende Instrumente aufgebracht werden. Angesichts der Größenordnung kann dies höchsten noch punktuell durch direkte Förderung geschehen (z.B. Photovoltaik; Solare Nahwärme, HDR-Stromerzeugung), vielmehr bieten sich marktwirtschaftlich orientierten Instrumente, wie das jetzige EEG (mit entsprechender Weiterführung der Kostendegression) oder eine Quotenregelung mit Zertifikatehandel an [Öko/DLR 2001].

Zu beachten ist dabei, dass die Differenzkosten der einzelnen REG-Technologien sehr unterschiedlich verlaufen. In **Abbildung 15.11** wird dies am Beispiel der Preisvariante 3c dargestellt. Der zeitliche Verlauf der Differenzkosten wird durch den spezifischen Kostenabstand der Einzeltechnik zum anlegbaren Energiepreis und den jährlichen Umsatz der Technik bestimmt. Letzterer bestimmt die Kurve für Windenergie mit einem Maximum von rund 3 Mrd. DM/a im Jahr 2015 (Abbildung 15.11 oben: Stromversorgung). Deren Differenzkosten sinken danach trotz weiter steigenden Marktvolumens rasch; nach 2027 ist Strom aus Windenergie

kostengünstiger als die herkömmliche Strombereitstellung mit dann 11 Pf/kWh mittleren Stromgestehungskosten (Preisvariante 3c). Biomasse KWK kommt wegen geringerer Umsätze auf relativ geringe Differenzkosten und unterschreitet die Nulllinie zur gleichen Zeit wie die Windenergie. Ähnliche Verläufe zeigen Geothermie (HDR-Technik) und der solare Stromimport. Die genannten Technologien tragen nach diesem Zeitpunkt zu einer positiven Kostenbilanz der Energieversorgung bei. Photovoltaik repräsentiert eine Technik mit hohem spezifischen Kostenabstand; bereits bei kleinen Umsätzen sind daher die Differenzkosten relativ hoch. Sie steigen bis zum Jahr 2030 auf einen Maximalwert von 2,2 Mrd. DM/a, sinken dann nur langsam ab und sind auch 2050 noch im positiven Bereich (bei dann allerdings 40 GW installierter Leistung!). Auch modernisierte und neue Wasserkraftwerke besitzen mit Stromgestehungskosten zwischen 13 Pf/kWh (Anlagen > 1 MW) und 20 Pf/kWh (Anlagen < 1 MW) positive Differenzkosten, zumal sie keiner Kostendegression unterliegen sondern im Gegenteil leicht steigende Kosten aufweisen.²⁵

Im Strombereich summieren sich die Differenzkosten auf ein Maximum von 5 Mrd. DM/a im Jahr 2015 (entsprechend 0,95 Pf/kWh_{el}) und gehen um 2035 gegen Null bei einem mittleren Stromkostenniveau von dann 13 Pf/kWh_{el} entsprechend Preisvariante 3c. Danach ist die REG-Stromversorgung kostengünstiger als eine herkömmliche Energieversorgung.

Ein vergleichbares Verhalten kann im Wärmebereich beobachtet werden (Abbildung 15.11 unten). Trotz großer Umsätze hat die Biomasse mit maximal 1,2 Mrd. DM/a nur relativ geringe Differenzkosten und unterschreitet die Nulllinie um das Jahr 2027. Die Differenzkosten von Kollektoranlagen sind wegen des größeren Kostenabstandes zur bestehenden Wärmeversorgung deutlich höher, obwohl anfänglich die Umsätze noch relativ gering sind. Sie erreichen ihr Maximum um 2025 mit 2,3 Mrd. DM/a und sind erst ab 2040 im Mittel wirtschaftlich, bei dann deutlich höheren Brennstoffpreisen um 20 Pf/kWh_{th}. Im Wärmemarkt summieren sich die Differenzkosten auf maximal 3,6 Mrd. DM/a um 2020 (einschließlich aller Nahwärmenetze), was sich, umgelegt auf den gesamten Brennstoffbedarf für Wärmezwecke, mit 0,32 Pf/kWh_{th} auswirkt.

²⁵ Hierbei ist allerdings nicht die heutige günstige Kostenbilanz bestehender, insbesondere abgeschriebener größerer Wasserkraftwerke berücksichtigt. Mit Stromgestehungskosten um 4 Pf/kWh kompensieren sie den größten Teil der hier ermittelten Differenzkosten der Wasserkraftausweitung.

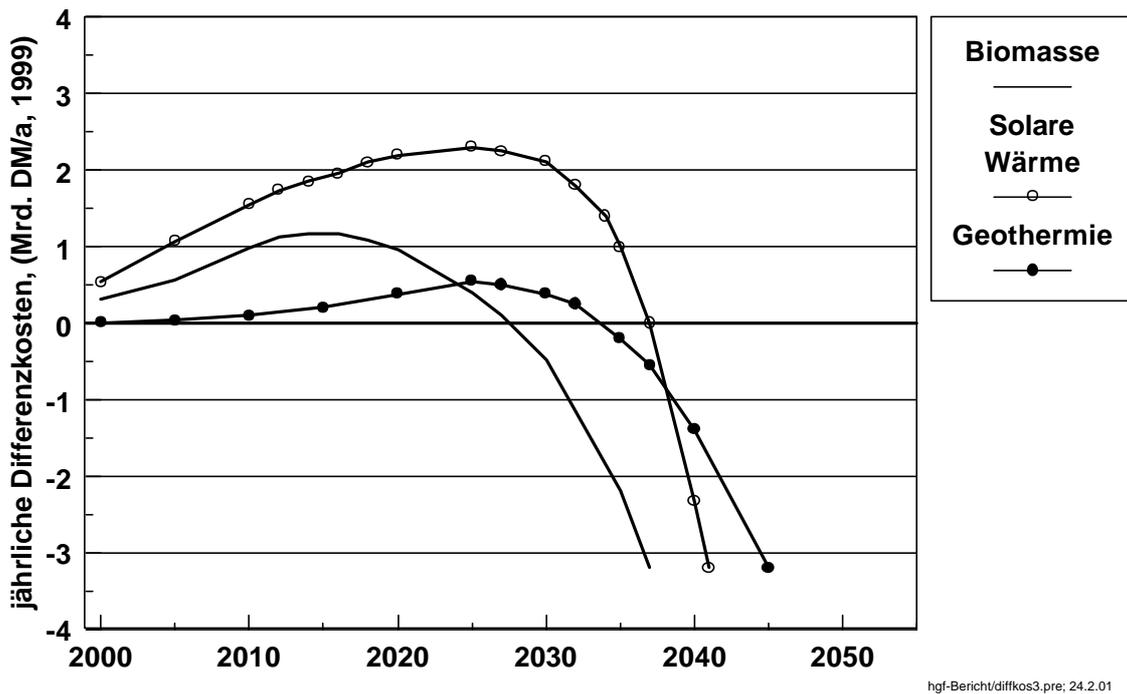
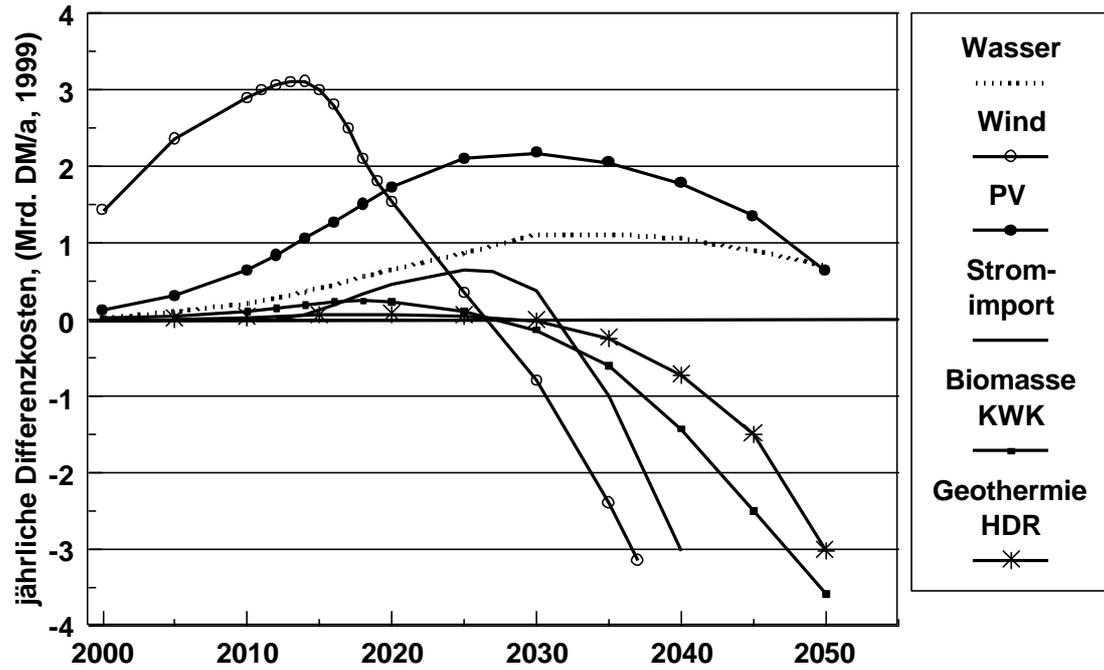


Abbildung 15.11: Verlauf der jährlichen Differenzkosten der einzelnen REG-Technologien (oben: Stromversorgung; unten: Wärmeversorgung einschließlich Nahwärmenetze) im Orientierungsszenario gegenüber einer Energieversorgung ohne weitere Einführung von REG für die Preisvariante 3C (vgl. Tabelle 15.3)

15.5 Zusammenfassung der wesentlichen Auswirkungen

Der Ausbau der REG-Schlüsseltechnologien im Rahmen des hier beschriebenen Orientierungsszenarios hat zusammenfassend folgende Auswirkungen auf Umwelt, Volkswirtschaft und Gesellschaft:

- Mit rund 2.800 PJ/a tragen REG im Jahr 2050 zu 45 % zum (um 35 % reduzierten) Endenergieverbrauch bei. Die technischen Potenziale erlauben danach einen stetigen weiteren Ausbau bis zur prinzipiell 100 %igen Deckung des Energiebedarfs durch REG. Von großer Bedeutung ist dabei der Verkehrssektor, der im Orientierungsszenario beim REG-Ausbau nicht berücksichtigt wurde.
- Zur Reduktion der CO₂-Emissionen im Orientierungsszenario um insgesamt 610 Mio. t/a zwischen 1999 und 2050 tragen REG mit rund 220 Mio. t/a bei, mit den derzeit bereits vermiedenen Emissionen von knapp 20 Mio. t/a [BMU 2000] sind es insgesamt 240 Mio. t/a. Weitere 90 Mio. t/a stammen aus der Verschiebung des fossilen Brennstoffmixes hin zu Erdgas; insgesamt 300 Mio. t/a tragen die rationellere Energienutzung einschließlich des Ausbaus der Kraft-Wärme-Kopplung bei. Daran zeigt sich auch die Gleichwertigkeit der Teilstrategien: „Verstärkte rationellere Energienutzung“ und „Ausbau regenerativer Energien“.
- Das angenommene Wachstum der REG-Technologien kann von einer modernen Industriegesellschaft leicht bewältigt werden. Die jährlichen Wachstumsraten der Märkte erreichen im Mittel des ersten Jahrzehnt (2000-2010) 20 %/a, kurzfristig können Werte um 30 %/a auftreten. Das Beispiel des Wachstums der Windenergie zwischen 1995 und 2000 mit durchschnittlich 50 %/a zeigt, dass Fertigung, Vertrieb und Installation flexibel genug sind, wenn entsprechend günstige Rahmenbedingungen vorliegen.
- Die mit dem Ausbau von REG verknüpften ökologischen Belastungen beziehen sich im wesentlichen auf die Anlagenherstellung. Im Jahr 2050 werden für Neubau und Ersatz von REG-Anlagen 4,8 % der Stahlproduktion, 5,8 % der NE-Metalle und 0,4 % der Steine/Erden-Produktion benötigt. Vergleichsweise wird derzeit 25 % der Stahlproduktion im Fahrzeugbau und 20 % im Baugewerbe eingesetzt.²⁶ Wird verstärkt eine Erhöhung der Rezyklierungsquote von Rohstoffen angestrebt, so ist dies im Einklang mit dem REG-Ausbau, 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. Andere Industrie- und Konsumgüter beanspruchen deutlich höhere Materialmengen; steigende Rückführungsquoten von Basismaterialien und emissionsärmere Energiebereitstellung entschärfen dies Problematik generell. Kontaminierte Materialien entstehen praktisch nicht.
- Weitere ökologische Belastungen eines REG-Ausbaus können bei sorgfältiger Planung (z.B. Windvorrangflächen), entsprechenden Auflagen (Wasserkraft; Emissionen bei Biomassenutzung), in Gesamtkonzepten eingepasste Nutzung (Holz, Energiepflanzen), angepasste Siedlungskonzepte (Dachflächen- und Fassadennutzung) und einer möglichst rationellen Energienutzung verglichen mit alternativen Optionen weitgehend vermieden werden.

²⁶ Es sei daran erinnert, dass das Orientierungsszenario im Jahr 2050 von der 2-fachen Wirtschaftleistung des Jahres 1999 ausgeht. Dies verringert die genannten Anteile im Vergleich zu anderen Wirtschaftstätigkeiten.

- Der Ausbau der REG-Technologien kann sich bei den angenommenen Ausbauraten zu einem beachtlichen Wirtschaftsfaktor entwickeln. Die jährlichen Investitionsvolumina steigen von derzeit knapp 6 Mrd. DM/a auf 11 Mrd. DM/a in 2010, auf 28 Mrd. DM/a in 2030 und auf 50 Mrd. DM/a in 2050. Der letzte Wert entspricht etwa dem Wert der Mineralölimporte des Jahres 2000 (46 Mrd. DM/a), stellt also für die Energiewirtschaft keine neuartige Situation dar. Diese Mittel werden zu großen Teilen im Inland verausgabt; gleichzeitig wird Ressourcenkonsum durch investive Maßnahmen ersetzt, was einer nachhaltigeren Wirtschaftsweise deutlich entgegenkommt.
- Die Investitionen des Jahres 2050 entsprechen schätzungsweise 250.000 Bruttoarbeitsplätzen. Berücksichtigt man Verdrängungseffekte [Hohmeyer 1997], so dürften durch den REG-Anteil zu diesem Zeitpunkt rund 100.000 Arbeitsplätzen entstanden sein, etwa ein Viertel der derzeit in der Energieversorgung Beschäftigten. Diese Arbeitsplätze beruhen einerseits auf vielfältigem technologischem Wissen in den (eher größeren) Fertigungsstätten der Anlagen (etwa vgl. dem heutigen Automobilbau), zum andern auf der dezentral erforderlichen Installation, Überwachung und Wartung zahlreicher Anlagen, sowie im Fall der Biomasse auf die Brennstoffbereitstellung in ländlichen Räumen; insgesamt also auf einer relativ krisenfesten Mischung und einer größeren Branchen- und Unternehmensvielfalt.
- Die Substitution fossiler Energien durch REG (sowie durch rationelleren Energieeinsatz) verringert die Importabhängigkeit bei der Energieversorgung. Derzeit beträgt die Importquote rund 60 % (ohne Kernbrennstoffe); im Jahr 2050 liegt sie unter Berücksichtigung des Solarstromimports bei 35 %. Die Versorgungssicherheit wird durch die erweiterte Nutzung der „heimischen“ Energiequelle REG deutlich erhöht. Parallel dazu erfolgt eine zunehmende Abkopplung von zu erwartenden Preisanstiegen bei fossilen Energierohstoffen. Die verbleibenden bzw. neu entstehenden Importverflechtungen können auf konstruktive Weise zum Abbau von Nord-Süd-Ungleichgewichten eingesetzt werden (s. nächster Punkt)
- Die im Orientierungsszenario beschriebene Entwicklung kann nicht isoliert in Deutschland ablaufen. Abgesehen von Vorreitereffekten, die aus Wettbewerbssicht für einen gewissen Zeitraum Vorteile erbringen können, muss eine vergleichbare Entwicklung EU-weit und letztlich global stattfinden. Die dezentralen REG-Technologien fügen sich, wie andere Massengüter, sehr gut in einen globalen Güterhandel ein. Sie erlauben – in unterschiedlichem Ausmaß – arbeitsteilige Kooperationen zwischen Industrie- und Entwicklungsländern, sind unproblematisch handelbar, ungefährlich und kaum missbrauchsfähig. Speziell für Europa bietet eine verstärkte Kooperation im mediterranen Raum erhebliche Chancen für eine beiderseitige „win-win“ Situation im Bereich der Energieversorgung. Länder mit großen solaren Ressourcen in Nordafrika können mit Hilfe der EU-Staaten solare Energieversorgungsstrukturen für sich selbst aufbauen, längerfristig Anteile des Energiebedarfs der nördlichen EU-Länder mit solaren Energien (Strom, Wasserstoff) decken und sich somit eine wichtige Einkommensquelle verschaffen.
- Auf der Basis heutiger und in absehbarer Zeit bestehender Energiepreise sind REG-Technologien in größerem Ausmaß noch nicht wirtschaftlich. Sie benötigen daher „geschützte“ Märkte, um sich hinsichtlich Marktgröße, Kostendegression und Technologiereife ausreichend entwickeln zu können. Dazu geeignete Instrumente existieren in Form von garantierten Einspeisevergütungen, Quotenregelungen, Handel mit Umweltzertifikaten u.ä. Diese Unterstützung muss ausreichend lang bestehen, aus heutiger Sicht – abgestuft nach Technologien – mindestens bis zum Jahr 2020. Dies verlangt eine außerordentlich langatmige und zielstrebige Energiepolitik. Die entsprechenden Vorleistungen (derzeit rund 2 Mrd. DM/a) belaufen sich um 2010 auf rund 7 Mrd. DM/a und um 2020 auf rund 10 Mrd. DM/a. Die durch die Vorleistungen hervorgerufenen spezifischen Mehrbelastungen sind für die Konsumenten relativ gering. Sie belaufen sich beim Strom

auf maximal 1 Pf/kWh_{el}, bei Brennstoffen auf maximal 0,7 Pf/kWh_{th}. Je nach Anstieg konventioneller Energiepreise kann sich jedoch die Vorleistung in den REG-Ausbau bereits bis 2050 voll amortisiert haben, da ab 2035/2040 die im Orientierungsszenario bereitgestellte Energie kostengünstiger als diejenige ohne REG-Ausbau sein dürfte.

- Das für einen selbsttragenden REG- Ausbau erforderliche Strom- bzw. Wärmekostenniveau liegt bei etwa dem Zweifachen der heutigen Werte (Strom und Wärme aus Neuanlagen). In den berücksichtigten Preisvarianten wird dieses Niveau zwischen 2030 und 2050 erreicht. Gleichzeitig kann der absolute Endenergieverbrauch im Orientierungsszenario bis 2050 im Mittel auf rund 65 % des heutigen Wertes reduziert werden. Die jährlichen Energieausgaben würden sich also um rund 30 % erhöhen. Das bis dahin verfügbare Pro-Kopf-Einkommen liegt jedoch nach den Szenarioannahmen ebenfalls beim Zweifachen des heutigen Wertes, so dass insgesamt die Energiekostenbelastung für die Konsumenten geringer ausfällt als heute. Die Energiekosten einer weitgehend auf REG beruhenden Energieversorgung stellen daher aus sozialverträglicher Sicht kein wesentliches Hindernis dar.

Als Fazit kann festgehalten werden, dass eine deutliche Erhöhung des Anteils von REG an der zukünftigen Energieversorgung die derzeitigen Nachhaltigkeitsdefizite der Energieversorgung (vgl. Kapitel 12) deutlich mindern kann. Die Effekte treten allerdings anfänglich nur langsam in Erscheinung, erfordern ausreichend hohe Vorleistungen und können ihre Wirkung nur in Verbindung mit einer ebenfalls anspruchsvollen Strategie der rationelleren Energienutzung entfalten. Letztere ist sogar Voraussetzung, damit sich die anfänglich erforderlichen Aufwendungen in REG in Grenzen halten und aus ihrem Einsatz ein ausreichend hoher Nutzen resultiert. In Vorbereitung auf eine effektive Marktteilnahme von REG müssen solange Unterstützungsmaßnahmen ergriffen werden, bis die Energiepreise aktiv (d.h. mittels gezielter Energie- oder Emissionssteuern; Umwelt- oder Emissionszertifikate) oder passiv (Ressourcenverknappung und deren Folgen) ein deutlich höheres Niveau als derzeit erreichen.

Literaturverzeichnis

Literatur zu Kapitel 12

- Anhörung 2000 J. Kopfmüller, R. Coenen, J. Nitsch et al.: „Konkretisierung und Operationalisierung des Leitbilds Nachhaltige Entwicklung für das Aktivitätsfeld Energie“. Beantwortung des Fragenkatalogs der Enquete-Kommission: Nachhaltige Energieversorgung; ITAS Karlsruhe; DLR Stuttgart, Sept. 2000
- Arts 1994 B. Arts: Nachhaltige Entwicklung. Eine begriffliche Abgrenzung, in: Peripherie, Nr. 54 (1994), S. 6-27
- Birnbacher 1996 D. Birnbacher, C. Schicha: Vorsorge statt Nachhaltigkeit - Ethische Grundlagen der Zukunftsverantwortung, in: H. Kastenholz, K. Erdmann, M. Wolff (Hrsg.) 1996, S. 141-156
- Birnbacher 1999 D. Birnbacher: Kommentargutachten beauftragt im Rahmen des HGF-Verbundprojekts „Untersuchung zu einem integrativen Konzept nachhaltiger Entwicklung - Bestandsaufnahme, Problemanalyse, Weiterentwicklung“, Düsseldorf 1999
- BMU 1997 BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit). Auf dem Weg zu einer nachhaltigen Entwicklung in Deutschland. Bericht der Bundesregierung anlässlich der UN-Sondergeneralversammlung über Umwelt und Entwicklung im Juni 1997 in New York, Bonn 1997
- BMU 1998 Nachhaltige Entwicklung in Deutschland. Entwurf eines umweltpolitischen Schwerpunktprogramms, Bonn 1998
- BMW i 1999 DIW, EWI, ISI, Öko-Institut, Prognos, RWI, Wuppertal-Institut: „Energiewirtschaftliche Voraussetzungen und energiepolitische Handlungsmöglichkeiten für eine zukunftsfähige Energieentwicklung in Deutschland – wissenschaftliche Begleitung des Energiedi- alogs; Kapitel 2 des Zwischenberichts an das BMWi, Berlin 1999.
- BUWAL 1997 BUWAL (Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft) (Hrsg.): Nachhaltige Entwicklung. Aktionsplan für die Schweiz, Bern 1997
- Daly 1991 H. Daly: Elements of Environmental Macroeconomics, in: Costanza, R. (Hrsg.) 1991, S. 32-46
- Daly 1999 H. Daly: Wirtschaft jenseits von Wachstum. Die Volkswirtschaftslehre Nachhaltiger Entwicklung, Salzburg 1999
- Eichelbrönner/Henssen 1998 M. Eichelbrönner, H. Henssen: Langfristige Aspekte der Energieversorgung. Ergebnisse eines Diskussionsprozesses, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Vol. 48 (1998), Nr. 8, S. 496-500
- Enquete 1995 Enquête-Kommission des 12. Deutschen Bundestags „Schutz der Erdatmosphäre“ (Hrsg.): Mehr Zukunft für die Erde - nachhaltige Energiepolitik für dauerhaften Klimaschutz, Bonn 1995

- Enquete 1998 Enquête-Kommission „Schutz des Menschen und der Umwelt“ des 13. Deutschen Bundestags: Konzept Nachhaltigkeit: Vom Leitbild zur Umsetzung. Abschlußbericht. Bundestagsdrucksache Nr. 13/11200 vom 26.6.1998, Bonn 1998
- Hans-Böckler-Stiftung 2000 Hans-Böckler-Stiftung: Wege in eine nachhaltige Zukunft. Verbundprojekt von DIW Berlin, WZB Berlin und Wuppertal-Institut, Düsseldorf, Juli 2000
- Hauff 1987 V. Hauff (Hrsg.): Unsere gemeinsame Zukunft, Greven 1987
- HGF 1999 J. Jörissen, J. Kopfmüller et al.: Ein integratives Konzept nachhaltiger Entwicklung. Wiss. Bericht FZKA 6393 des FZ Karlsruhe; Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse, Karlsruhe, Dez. 1999
- Imboden 1998 D. Imboden: Vorwärts, wir müssen zurück: Aufbruch zur 2000-Watt-Gesellschaft, in: GAIA, Vol. 7 (1998), Nr. 2, S. 93-106
- Kastenholz 1996 H. Kastenholz, K. Erdmann, M. Wolff (Hrsg.): Nachhaltige Entwicklung. Zukunftschancen für Mensch und Umwelt, Berlin u. a. 1996
- Knaus/Renn 1998 A. Knaus, O. Renn: Den Gipfel vor Augen. Unterwegs in eine nachhaltige Zukunft, Marburg 1998
- Kopfmüller 2000 J. Kopfmüller, J. Nitsch et al.: Konkretisierung und Operationalisierung des Leitbildes einer nachhaltigen Entwicklung im Energiebereich. Wiss. Berichte des FZ Karlsruhe – Technik und Umwelt, FZKA 6578, Karlsruhe, Dezember 2000
- Nitsch/Fischedick 2000 J. Nitsch, M. Fischedick et al.: Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien. Studie im Auftrag des BMU und des UBA; Berichte des Umweltbundesamtes 2/00, Erich Schmidt Verlag Berlin 2000
- Nutzinger 1995 H. Nutzinger (Hrsg.): Nachhaltige Wirtschaftsweise und Energieversorgung. Konzepte, Bedingungen, Ansatzpunkte, Marburg 1995
- Pearce/Turner 1990 D. Pearce, R. Turner: Economics of Natural Resources and the Environment, London 1990
- Pezzey 1992 J. Pezzey: Sustainable Development Concepts. An Economic Analysis. Worldbank Environment Paper No. 2, Washington 1992
- Simonis 1998a U. Simonis: Das „Kyoto-Protokoll“. Aufforderung zu einer innovativen Klimapolitik; WZB papers Nr. FS II 98-403, Berlin 1998
- Simonis 1998b U. Simonis (Hrsg.): Weltumweltpolitik. Grundriß und Bausteine eines neuen Politikfeldes, 2. Aufl., Berlin 1998
- SRU 1994 SRU (Der Rat von Sachverständigen für Umweltfragen): Umweltgutachten 1994. Für eine dauerhaft-umweltgerechte Entwicklung, Stuttgart 1994

- SRU 2000 SRU: Umweltgutachten 2000. Schritte ins nächste Jahrtausend, Stuttgart 2000
- Umweltbundesamt: Nachhaltiges Deutschland. Wege zu einer dauerhaft-umweltgerechten Entwicklung, Berlin 1997
- UBA 1997 Umweltbundesamt: Daten zur Umwelt 1997. Der Zustand der Umwelt in Deutschland. Berlin 1997
- UNDP 1998 UNDP (United Nations Development Programme): Bericht über die menschliche Entwicklung 1998, New York 1998
- UNDEP/SEI 1997 UNDP/SEI (Stockholm Environment Institute)/UNCSD (United Nations Commission on Sustainable Development): Energy after Rio: Prospects and Challenges, New York 1997
- UN-EECOSOPC 2000 UN-ECOSOC (United Nations-Economic and Social Council): Energy and Sustainable Development: Key Issues. Preparation for the ninth Session of the Commission on Sustainable Development by the Intergovernmental Group of Experts on Energy and Sustainable Development; Document Nr. E/CN.17/ESD/2000/3, New York 2000
- WBGU 1995 Wege zur Lösung globaler Umweltprobleme. Jahresgutachten 1995 des WBGU, Berlin u.a. 1995
- Weltbank 2000 World Development Indicators 2000, Weltbank Washington 2000
- Wolf/Scheelhaase 1998 H. Wolff, J. Scheelhaase: Sustainable Development - weder Illusion noch Schicksal der Energiewirtschaft, in: GAIA, Vol. 7, Nr. 1/1998, S. 36-49
- Wuppertal Institut 1996 Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt, Energie: Zukunftsfähiges Deutschland - Ein Beitrag zu einer global nachhaltigen Entwicklung. Studie im Auftrag von BUND und Misereor, Basel 1996

Literatur zu Kapitel 13

- ABB 1999 ABB HVDC Projects, Internet <http://www.abb.com,1999>
- Brauch 2001 H.G. Brauch: Euro-mediterrane Energiepartnerschaft: Von der Vision zur Realisierung. In O. Langniß, M. Pehnt (Hrsg): Energie im Wandel. Springer 2001
- Brösamle et al. 1999 H. Brösamle, C. Schillings, H. Mannstein, F. Trieb: Assessment of Solar Electricity Potentials in North Africa using Satellite Data and a Geographic Information System, Solar Energy, pp.xx, Vol. xx, Nr.xx, 2000
- DOE 1997 US Department of Energy, Topical Report TR-109496, Renewable Energy Technology Characterizations, Washington D.C., 1997

- GFZ 1998 H. Ehrlich, K. Erbas, E. Huenges (Hrsg.): Angebotspotential der Erdwärme sowie rechtliche und wirtschaftliche Aspekte der Nutzung hydrothormaler Nutzungsanlagen, GeoForschungsZentrum Potsdam, Scientific Technical Report STR98/09, 1998
- Giesecke und Förster 1994 J. Giesecke, G. Förster: Ausbau der Wasserkraft, Projekt Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden-Württemberg, Institut für Wasserbau der Universität Stuttgart, Akademie für Technikfolgeabschätzung in Baden-Württemberg, 1994
- GTN 1994 Geothermie Neubrandenburg GmbH, Geowissenschaftliche, geotechnologische und verfahrenstechnische Forschungsarbeiten zur Vervollkommnung des Verfahrens der Nutzung geothermischer Ressourcen im Hinblick auf das Langzeitverhalten, BMBF Forschungsvorhaben 0326912 A, Teilthema: Geomechanische Bewertung der Nutzhorizonte im Langzeitbetrieb, 1994
- Häusler 1999 M. Häusler: Energietransport über Land und See mit Gleichstrom, in G. Knies, G. Czisch, H.G. Brauch (Hrsg.), Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie, AFES-PRESS Report Nr. 67, 1999
- IWS 2000 HGF-Expertenworkshop: Regenerative Energien - Schlüsseltechnologie für eine nachhaltige Versorgung? Workshop des Strategiefonds "Zukunftsfähigkeit" der HGF, München, November 2000
- Jarass 1989 L. Jarass, E. Nießlein, G.M. Obermair: Von der Sozialkostentheorie zum umweltpolitischen Steuerungsinstrument. Boden- und Raumbelastung durch Hochspannungsleitungen, !. Aufl., Baden-Baden, Nomos-Verlag, 1989
- Nitsch 1999 J. Nitsch: „Entwicklungsperspektiven erneuerbarer Energien und ihre Bedeutung für die Energieversorgung von Entwicklungsländern.“ In Tagungsband zur Tagung: „Märkte der Zukunft – Erneuerbare Energien für Entwicklungsländer. Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg, Friedrichshafen, 127.1.1999.
- Quaschnig 1999 V. Quaschnig: Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert, Habilitationsschrift, TU Berlin 1999
- Siemens 1999 Siemens AG, Geschichte der HGÜ, Internet <http://www.ev.siemens.de>
- UBA 1998 J. Meyerhoff, U. Petschow: Umweltverträglichkeit kleiner Wasserkraftwerke - Zielkonflikt zwischen Klima- und Gewässerschutz, Forschungsbericht des Umweltbundesamts UBA-FB 97-093, 1998
- Voß 2000 A. Voß: Wettbewerbsfähigkeit der verschiedenen Stromerzeugungstechniken im liberalisierten Markt. Vortrag VGB-Kongress „Kraftwerke 2000“, Düsseldorf ,Okt. 2000

Literatur zu Kapitel 14

- Altmann 1995 M. Altmann, V. Blandow, U. Bünger, U. Eckstein und J. Schindler: Kostenstruktur ausgewählter Wasserstoffbereitstellungspfade für typische Anwendungen. Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, Ottobrunn 1995
- Bundesumweltministerium 1998 Bundesumweltministerium: Gasantrieb. So geht's auch! Bundesumweltministerium, Bonn 1998
- Campbell 1999 C. J. Campbell: The Imminent Peak of World Oil Production. Presentation to a House of Commons All-Party Committee on July 7th 1999. www.oilcrisis.com/campbell/commons.htm. (1999)
- Czisch 1999-1 G. Czisch, Potenziale der regenerativen Stromerzeugung in Nordafrika – Perspektiven ihrer Nutzung zur lokalen und großräumigen Stromversorgung, Frühjahrstagung des Fachbereichs Energie der Deutschen Physikalischen Gesellschaft, Bad Honnef, April 1999
- Czisch 1999-2 G. Czisch, M. Durstewitz, M. Hoppe-Kilpper, W. Kleinkauf, Windenergie gestern, heute und morgen, Tagungsband der Husum Wind Messe, 1999
- Czisch 1999-3 G. Czisch, Gedanken zur großräumigen Nutzung der Windenergie, ISET/IPP 1999, unveröffentlicht
- Dff 1998 Danske Fjernvarme værkers Forening. „Statistik 1997/1998“. 39. Årgang, Kolding 1998
- DLR 1999 DLR: H. Dienhart, M. Pehnt und J. Nitsch: Analyse von Einsatzmöglichkeiten und Rahmenbedingungen verschiedener Brennstoffzellensysteme in Industrie und zentraler öffentlicher Stromversorgung. Untersuchung für das Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag. DLR – Institut für Technische Thermodynamik, Stuttgart 1999
- DLR 2000a DLR: Potenziale und Perspektiven regenerativer Energieträger. Gutachten im Auftrag des Büros für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag. DLR – Institut für Technische Thermodynamik, Stuttgart 2000a
- DLR 2000b DLR und M. Pehnt: Kurzexpertise Biobenzin. In: M. Nast (Hrsg.), Energiegutachten Sindelfingen. Gutachten im Auftrag der Stadtwerke Sindelfingen. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik. Stuttgart 2000b
- DLR 2001 DLR und M. Pehnt: Ökologische Nachhaltigkeitspotenziale von Verkehrsmitteln und Kraftstoffen. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik, Stuttgart 2001
- Dreier 1999 T. Dreier: Biogene Kraftstoffe. Energetische, ökologische und ökonomische Analyse. IfE Schriftenreihe Heft 38. TU München, München 1999

- Edel 1997 M. Edel: Methanol als Energieträger für Kraftfahrzeuge. Abschlussarbeit, Fachhochschule Darmstadt, Darmstadt 1997
- Edwin 1996 K.W. Edwin, Die Bedeutung der Sonnenenergie für die elektrische Energieerzeugung in Deutschland in den nächsten Jahrzehnten, Grundsatzstudie RWTH Aachen 1996
- Entress 1997 J. Entress: Energiewirtschaftliche Bewertung integrierter Nahwärmesysteme auf der Basis von solarer Wärme und Kraft-Wärme-Kopplung. Dissertation, Tübingen 1997
- Ernst 1999 B. Ernst. Short Term Power Fluctuation of Wind Turbines: Analyzing Data from the German 250-MW Measurement Program from the Ancillary Services Viewpoint, ISET, AWEA Konferenz, Juni 1999
- Feist 1997 W. Feist: Der Bau von kostengünstigen Passivhäusern der 2. Generation. 7. Symposium Th. Solar. S. 72-77, Kloster Banz 1997
- Fischedick 1995 M. Fischedick. Regenerative Energien und Blockheizkraftwerke im Kraftwerksverbund – Technische Effekte, Kosten, Emissionen. Forschungsbericht Band 20, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Univ. Stuttgart. Dez. 1995
- Fischer 2000 J. Fischer: Neue Märkte und Geschäftsmodelle: Innovative Energieträger aus Holz. Tagungsunterlagen zum Deutschen Sägewerkskongress 2000 in Mainz
- Häusler 1999 M. Häusler, Energietransport über Land und See mit Gleichstrom, in G. Knies, G. Czisch, H.G. Brauch (Hrsg.), Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie, AFES-PRESS Report Nr. 67, 1999
- Hartmann 1997 H. Hartmann: Der Biomassemarkt heute – Marktanteile, Preise, Anbieter. Tagungsband „Biomasse zur Wärme- und Stromversorgung im kommunalen Umfeld“, Forum für Zukunftsenergien (Hrsg.), S. 30-43, März 1997
- IPCC 2001 IPCC: IPCC WGI Third Assessment Report. Intergovernmental Panel on Climate Change, Genf 2001
- ISET 1998 Institut für Solare Energiesysteme: Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm (WMEP) zum Breitentest „250 MW-Wind“, Jahresbericht 1998
- ISET 1999 Institut für Solare Energietechnik, Kassel, Internet: http://reisi.iset.uni-kassel.de/reisi_de.html
- IWU 1990 W. Feist et al.: „Energiesparpotenziale im Gebäudebestand“. Institut für Wohnen und Umwelt, Darmstadt 1990
- Kaltschmitt und Fischedick 1995 M. Kaltschmitt, M. Fischedick, Wind- und Solarstrom im Kraftwerksverbund, C.F. Müller Verlag, Heidelberg 1995

- Kaltschmitt/Wiese 1997 M. Kaltschmitt, A. Wiese. Regenerative Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 2. Auflage, 1997, (auch 1. Auflage 1993)
- Kanngießer 1999 K.W. Kanngießer, Nutzung regenerativer Energiequellen Afrikas zur Stromversorgung Europas durch Kombination von Wasserkraft und Solarenergie, in G. Knies, G. Czisch, H.G. Brauch (Hrsg.), Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie, AFES-PRESS Report Nr. 67, 1999
- Klaiß/Staiß 1992 H. Klaiß, F. Staiß (Hrsg.) "Solarthermische Kraftwerke für den Mittelmeerraum". Springer-Verlag, Heidelberg, Berlin, 2 Bände 1992
- Knies 1999 G. Knies, G. Czisch, H.G. Brauch (Hrsg.), Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie, AFES-PRESS Report Nr. 67, Mosbach 1999
- Langniß 1997 O. Langniß, J. Nitsch, J. Luther und E. Wiemken: Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung – Ein solares Langfristszenario für Deutschland. Workshop 12.12.1997. Forschungsverbund Sonnenenergie, 1997
- Langniß et al. 1997 O. Langniß, J. Nitsch, J. Luther, E. Wiemken, Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung – Ein solares Langfristszenario für Deutschland. Studie von DLR Stuttgart und Fraunhofer Institut ISE Freiburg, Stuttgart, Freiburg, Oktober 1997
- Nast 1996 M. Nast: „Die Konkurrenzfähigkeit von Nahwärmesystemen in Neubaugebieten“ FWI 25 (1996), Heft 7/8, S. 425-430
- Nitsch et al. 1997 J. Nitsch, H. Dienhart, O. Langniß. Entwicklungsstrategien für solare Energiesysteme und die Rolle von Wasserstoff am Beispiel der BRD. VDI-Bericht Nr. 1321, Düsseldorf, März 1997, S. 767-782
- Nitsch/Luther 1990 J. Nitsch, J. Luther. „Energieversorgung der Zukunft.“ Springer-Verlag, Heidelberg, Berlin, 1990
- Pehnt 2000 M. Pehnt: Ganzheitliche Bilanzierung von Brennstoffzellen. Dissertation, DLR – Institut für Technische Thermodynamik, Stuttgart 2000
- Quaschnig 1999 V. Quaschnig, Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert, Habilitationsschrift, TU Berlin 1999
- Reinhardt 2000 G. Reinhardt und G. Zemanek, Ökobilanz Bioenergieträger: Basisdaten, Ergebnisse, Bewertungen. Erich Schmidt, Berlin 2000
- Rempel 2000 H. Rempel: Geht die Kohlenwasserstoff-Ära zu Ende? Vortrag auf der DGMK/BGR-Veranstaltung „Geowissenschaften für die Exploration und Produktion: Informationsbörse für Forschung und Industrie“, Hannover 23.5.2000. Download von www.bgr.de/b123/kw_aera/kw_aera.htm

- Saarland 1997 „Klimaschutzkonzept für das Saarland“. Materialband 2. Bearbeitet durch DLR und ZSW im Auftrag des Saarländischen Ministeriums für Umwelt, Energie und Verkehr. Stuttgart 1997
- Saller 1999 G. Saller: Technisch-wirtschaftliche Bewertung der Methanolerzeugung aus Biomasse mit Hilfe von Prozeßmodellen. Dissertation, Universität Gesamthochschule Siegen, Siegen 1999
- Sigurdsson 1999 E. Sigurdsson, Power Production in Iceland – Possible Feeding into the European Power Market, in G. Knies, G. Czisch, H.G. Brauch (Hrsg.), Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie, AFES-PRESS Report Nr. 67, 1999
- Sindelfingen 2001 M. Nast, H. Böhnisch et al.: „Klimaschutzkonzept Sindelfingen“. Untersuchung von DLR und ZSW im Auftrag der Stadtwerke Sindelfingen, Stuttgart 2001
- Steinberger 1993 R. Steinberger-Wilms, Untersuchung der Fluktuationen der Leistungsabgabe von räumlich ausgedehnten Wind- und Solarenergie-Konvertersystemen in Hinblick auf deren Einbindung in elektrische Versorgungsnetze, Verlag Shaker, Aachen 1993
- Supp 1989 E. Supp: Concepts for Methanol Plants, Lurgi AG. Firmeninformation (1989)
- Uhde_GmbH 1994 Uhde_GmbH: Methanol from Natural Gas – Uhde Technology. Firmenbroschüre (1994)
- Weimer 1996 T. Weimer, K. Schaber, M. Specht und A. Bandi: Methanol from Atmospheric Carbon Dioxide: A Liquid Zero Emission Fuel for the Future. Energy Convers. Mgmt 37 (1996), S. 1351-1356
- 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 15

- Altner et al. 1995 G. Altner, H.P. Dürr, G. Michelsen, J. Nitsch. „Zukünftige Energiepolitik – Vorrang für rationelle Energienutzung und regenerative Quellen.“ Economica-Verlag, Bonn, 1995
- BMU 2000 J. Nitsch, M. Fishedick, N. Allnoch, F. Staiß u.a.: Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien. Studie im Auftrag des BM für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und des Umweltbundesamtes, Berichte des UBA 2/00, Erich Schmidt Verlag Berlin, 2000

- EU-Outlook 1999 European Union Energy Outlook to 2020. EU-Commission, DG XVII, The Shared Analysis Project, Special Issue, Nov. 1999
- FEES 2001 Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalyse, Modellexperiment II. Executive summary (Rev.01) und Rahmendaten. Download www.ier.uni-stuttgart.de
- Fischedick 1999 M. Fischedick, D. Wolters. Globale Energieszenarien als Basis für die Marktanalyse von Zukunftstechnologien, VDI-Berichte 1457, Fortschrittliche Energiewandlung und –anwendung, VDI-Verlag, Düsseldorf, 1999
- HBS 2000 Hans Böckler Stiftung (Hrsg.) Wege in eine nachhaltige Zukunft, Ergebnisse aus dem Verbundprojekt Arbeit und Ökologie, Düsseldorf Juli 2000
- Hohmeyer 1997 O. Hohmeyer: Beschäftigungseffekte durch die Umsetzung einer REN- und REG-Strategie. Expertise im Rahmen des Projekts „Zukünftige Energiepolitik“, Phase II (Gruppe Energie 2010), Mannheim, Dezember 1997
- Lovins/Hennicke 1999 P. Hennicke, A. Lovins. Voller Energie – Die globale Faktor Vier-Strategie für Klimaschutz und Atomausstieg. Campus Verlag, 1999
- IEA 1999 Key World Energy Statistics, Int. Energy Agency, Paris 1999.
- ISI/Siemens 1997 E. Tönsing et al., Energieszenarien mit reduzierten CO₂-Emissionen bis 2050, Energiewirtschaftliche Tagesfragen (42), Heft 8, S. 474 ff, 1997
- Johansson 1993 T. B. Johansson, H. Kelly et al.: Renewable Energy Sources for Fuels and Electricity. Island Press, Washington DC, 1993
- Kampagne 1999 EU-Vommission: Renewable Sources of Energy, „Campaign für Take-off.“ Service Paper DOCSEC (99)504, Brussels, april 1999.
- Langniß et al. 1997 O. Langniß, J. Nitsch, J. Luther, E. Wiemken, Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung – Ein solares Langfristszenario für Deutschland. Studie von DLR Stuttgart und Fraunhofer Institut ISE Freiburg, Stuttgart, Freiburg, Oktober 1997
- Long-Term 1998 LTI-Research Group (Ed.). Long-Term Integration of Renewable Energy Sources into the European Energy System. Physica-Verlag, Heidelberg, New York. 1998
- Matthes 2000 F.Chr. Matthes, M. Cames. Energiewende 2020 – Der weg in eine zukunftsfähige Energiewirtschaft. Öko-Institut. Studie im Auftrag der Heinrich Böll Stiftung (Hrsg)., Berlin, Juli 2000.
- Nitsch 1999 J. Nitsch. Entwicklungsperspektiven erneuerbarer Energien und ihre Bedeutung für die Energieversorgung von Entwicklungsländern. Tagung „Märkte der Zukunft – Erneuerbare Energien für Entwicklungsländer“ des WiMi Baden-Württemberg und des DLR, Friedrichshafen, 17.11.1999, Tagungsband S. 11-20

- Nitsch 2001 J. Nitsch, F. Staiß. Strategies of Introducing Renewable Energies. In: Photovoltaic Guide Book for Decision Makers, Chapter 1, Veröffentlichung in Vorbereitung.
- Öko/DLR 2001 C. Timpe, H. Bergmann, J. Nitsch u.a.: Umsetzungsaspekte eines Quotenmodells für Strom aus erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des Ministeriums für Umwelt und Verkehr, Baden-Württemberg, Freiburg, Stuttgart. April 2001.
- Politik 1999 G. Stein, B. Strobel (Hrsg.). Politikszenerarien für den Klimaschutz II. Szenarien und Maßnahmen zur Minderung von CO₂-Emissionen in Deutschland bis 2020. DIW Berlin, FZ Jülich, FhG-ISI, Öko-Institut. Untersuchung im Auftrag des Umweltbundesamtes, Berlin. In Schriften des FZ Jülich, Reihe Umwelt/Environment, Band 20, Jülich.1999.
- Prognos 1998 Prognos AG: „Möglichkeiten der Marktanreizförderung für erneuerbare Energien auf Bundesebene unter Berücksichtigung veränderter wirtschaftlicher Rahmenbedingungen“. Studie im Auftrag des BMWI, Bonn Dezember 1998
- Prognos 2000 Prognos AG, EWI: Energiereport III - Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Schäffer-Poeschel Verlag, Stuttgart 2000
- Quaschnig 1999 V. Quaschnig, Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert, Habilitationsschrift, TU Berlin 1999
- Shell 1995 „Energie im 21. Jahrhundert.“ Studie der Shell-AG Hamburg, aktuelle Wirtschaftsanalysen 5, Heft 25 (1995)
- STE 2000 A. Kraft, P. Markewitz, A. Ziegelmann: Auswirkungen eines verstärkten Einsatzes regenerativer Energien und rationeller Energienutzung. Studie für die ARGE Solar NRW. Ste, FZ Jülich, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 50, Heft 10 (2000), S. 766-769.
- TAB 2000 J. Nitsch, F.Trieb. Potenziale und Perspektiven regenerativer Energieträger. Studie im Auftrag des Büros für Technikfolgenabschätzung am Dt. Bundestag (TAB), Stuttgart, März 2000
- TERES 1997 McChesney et al. The European Renewable Energy Study, Study prepared for the EU-Altener-Program, Wiltshire, 1997
- UN 1998 Bericht über die menschliche Entwicklung. UNDP-Bericht, Dt. Ges. für die Vereinten Nationen, Bonn 1998
- Weissbuch 1997 Erneuerbare Energien – Weissbuch für eine Gemeinschaftsstrategie und Aktionsplan. European Parliament, COM (97)599 final (26/11/1997), Strasbourg 1997
- WEC 1995 „Global Energy Perspectives to 2050 and Beyond.“ Joint IIASA - World Energy Council Report, Luxemburg, London 1995

WEC 1998	„Energie für Deutschland - Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext.“ Dt. Nat. Komitee DNK des Weltenergieerates. Düsseldorf 1998
WEC 2000	Energy for Tomorrow's world – Acting Now. WEC Statement 2000.
Wind 1999	European Wind Assoc., forum for Energy and Environment, Greenpeace Int.: Windstärke 10. Studie zum weltweiten Ausbau der Windenergie, Oktober 1999
Wuppertal 1998	Der Beitrag des Sektors Bauen und Wohnen für den Klimaschutz, Studie im Auftrag des Ministeriums für Bauen und Wohnen des Landes Nordrhein-Westfalen, Wuppertal Institut, 1998
Wuppertal 2000	M. Fishedick et al.: Bewertung eines Ausstiegs aus der Kernenergie aus klimapolitischer Sicht. Studie im Auftrag des Bundesumweltministeriums, Wuppertal 2000