

# Einführungsstrategien für regenerative Energien in Deutschland

Dr. Joachim Nitsch, Dr. Wolfram Krewitt, Dr. Franz Trieb,

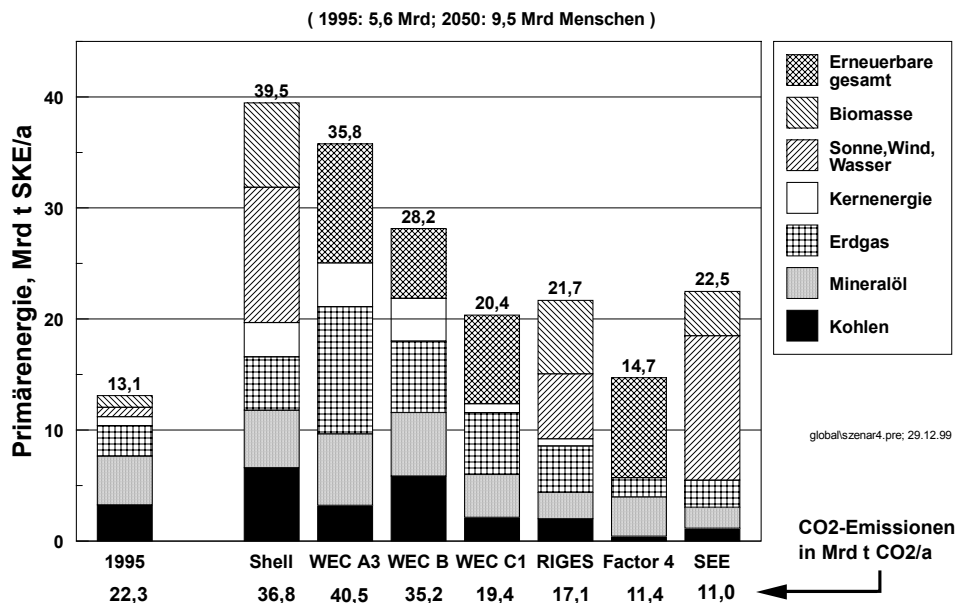
Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung,  
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Pfaffenwaldring 38-40, 70569 Stuttgart.

Die Perspektiven eines stetigen Ausbaus regenerativer Energien (REG) und deren Einordnung in die Energieversorgung Deutschlands werden mittels eines Langfristszenarios bis 2050 dargelegt. Ausgehend von den technischen Potenzialen der Energiebereitstellung aus REG und deren Kostenstruktur werden Struktur, Kosten und Auswirkungen eines stetigen Wachstums dieser Energiequellen erläutert. Die Ergebnisse zeigen, dass REG im Jahr 2050 zu rund 50% zum (bis dorthin um 40% reduzierten) Endenergieverbrauch beitragen können. Ihre technischen Potenziale erlauben nach 2050 einen weiteren Ausbau bis zu einer prinzipiell 100%-igen Deckung des Energiebedarfs durch REG. Bei den zu erwartenden deutlichen zukünftigen Energiepreisanstiegen stellt eine forcierte REG-Ausbaustrategie auch eine ökonomisch kluge Vorsorgepolitik dar.

## 1. Zukünftige Bedeutung regenerativer Energien

Aus einer Gegenüberstellung aktueller globaler Energieszenarien (**Abb. 1**) ist ersichtlich, dass zukünftig weiterhin von einem Mehrbedarf an Energie infolge der Notwendigkeit einer Angleichung des weltweiten Pro-Kopf-Verbrauchs an Energie auszugehen ist. Alle Szenarien nehmen auch einen beträchtlichen Zuwachs an regenerativen Energien (REG) an; in Szenarien mit Trendcharakter (Shell, WEC A3 und B) steigen darüber auch der Bedarf an fossilen Ressourcen (und damit die Treibhausgasemissionen) und an Kernenergie. 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 substantiellen Verringerung des Verbrauchs endlicher Energieressourcen und von Treibhausgasemissionen.

Ein deutlich verstärkter Ausbau von REG stellt daher ein zentrales Element einer Nachhaltigkeitsstrategie dar; REG werden daher zu Recht als eine der Schlüsseltechnologien der zukünftigen Energieversorgung bezeichnet. Die Aussagen der Szenarien unterscheiden sich lediglich in der Dynamik und Intensität des Ausbaus. Für die zukünftige Entwicklung der REG liegen folgerichtig in der EU und speziell in Deutschland für 2010 konkrete Zielsetzungen in Form des „Verdopplungsziels“ vor. Langfristige Zielsetzungen bis zum Jahr 2050 mit potentiellen Beiträgen der REG von dann rund 50% am Energiebedarf Deutschlands /1/, die wesentlich zum Erreichen der bis dahin angestrebten 80%-igen Treibhausgasemissionen beitragen können, sind zwar anspruchsvoll, können aber aus Potenzialsicht erreicht werden.



**Abb.1: Aktuelle Szenarien des Weltenenergieverbrauchs für das Jahr 2050 Quellen: /2, 3, 4, 5, 6, 7/; 1 Mrd. t SKE/a = 29,3 EJ/a**

## 2. Technischen Potenziale der Strom- und Wärmeerzeugung und deren Kostenstruktur

Bereits ohne Stromimport beläuft sich die Untergrenze der „technisch-strukturellen“ Potenziale einer REG-Stromerzeugung für Deutschland auf rund **450 TWh/a**. Bei der Ermittlung der Potenzialwerte sind bereits strenge Kriterien aus siedlungsstruktureller und ökologischer Sicht angelegt worden /8/. Je nach der Nutzungsintensität von Offshore-Windenergie, der Nutzung weiterer Dachflächen für die Photovoltaik und der Erschließung der Potenziale des Stromimports kann der Stromverbrauch Deutschlands vollständig mit REG gedeckt werden. Diese beträchtlichen Potenziale der REG zur Stromerzeugung lassen sich nach Kostenklassen ordnen. Die gegenwärtigen Kosten von REG - Techniken überstreichen eine beträchtliche Bandbreite. Ohne Berücksichtigung der Photovoltaik, deren heutige Stromkosten in Deutschland zwischen 60 und 85 ct/kWh liegen, bewegen sich die derzeitigen Stromgestehungskosten zwischen **2 und 18 ct/kWh**. Außer der Wasserkraft und der Biomasse besitzen alle Technologien noch teilweise beträchtliche Kostenreduktionsmöglichkeiten, die u.a. auch von ihren Marktvolumina abhängen. Diese Rückkopplung ist von wesentlicher Bedeutung für Art und Ausgestaltung von Förderinstrumenten, die eine möglichst kosteneffiziente Mobilisierung der REG - Märkte zum Ziele haben. Detaillierte Analysen dazu in /8, 9 und 10; vgl. auch 16/ führen zu der in **Abb.2** dargestellten Kostenstruktur der Potenziale.

Derzeit existiert ein kostengünstiges Potenzial mit Stromkosten bis zu 7,5 ct/kWh in Höhe von rund 25 TWh/a. Zwischen 7,5 und 12,5 ct/kWh liegen rund 65 TWh/a. Weitere 190 TWh/a kosten mehr als 12,5 ct/kWh, davon allein 150 TWh/a der Photovoltaik. Stromerzeugung aus Geothermie steht derzeit noch nicht zur Verfügung; Stromimport wird erst im Potenzial 2020 berücksichtigt. Wird die Marktentwicklung aller Technologien ausreichend stimuliert, so kann das kostengünstige Potenzialsegment mit Kosten unter 7,5 ct/kWh infolge

Kostendegressionen und Marktzutritt neuer Technologien (Offshore-Wind; Geothermie) bis 2010 auf rund **90 TWh/a** anwachsen. Längerfristig (> 2020) kann durch weitere Mobilisierung aller Technologien das kostengünstige Potenzialsegment (Kosten < 7,5 ct/kWh) auf rund **350 TWh/a** steigen, das Gesamtpotenzial 600 TWh/a überschreiten.

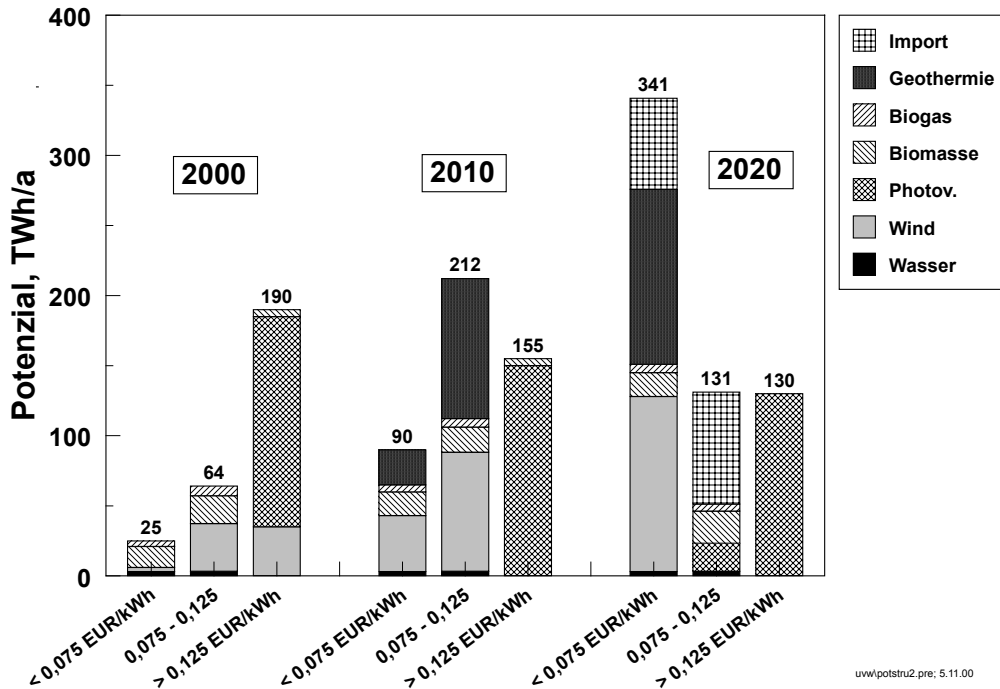


Abb. 2: Kostenstruktur der in den Jahren 2000, 2010 und 2020 verfügbaren Potenziale von REG zur Stromerzeugung.

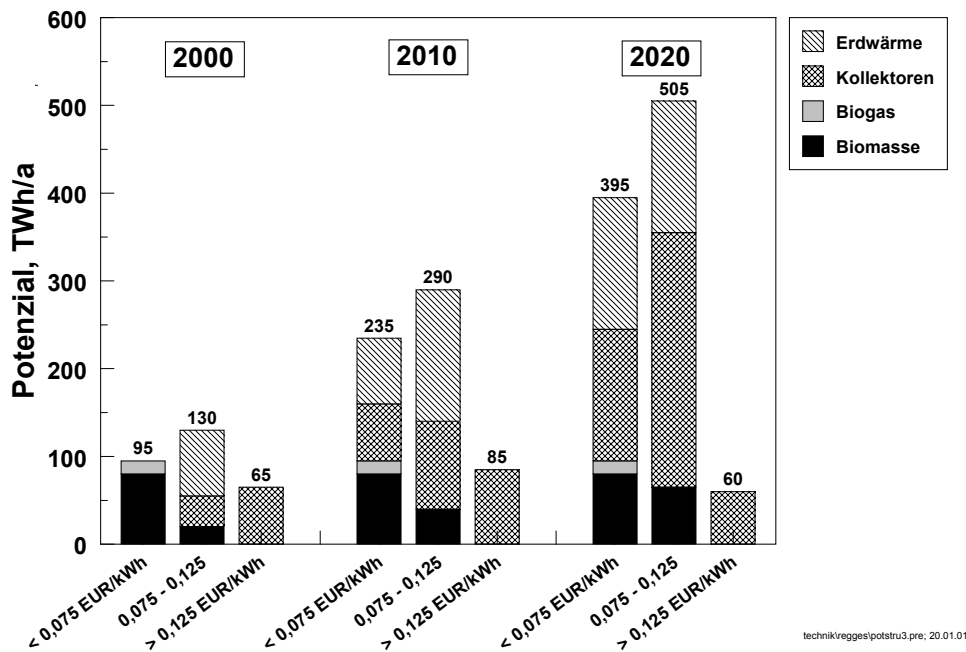


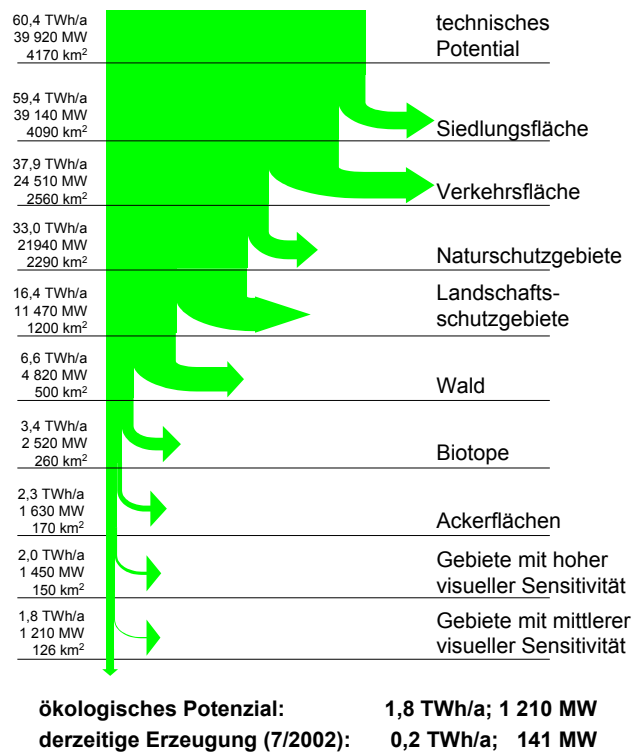
Abb. 3: Kostenstruktur der in den Jahren 2000, 2010 und 2020 verfügbaren REG - Potenziale zur Wärmeerzeugung.

In entsprechender Weise lässt sich auch das Potenzial zur Wärmebereitstellung strukturieren (**Abb. 3**). Insgesamt ergibt sich ein technisches Nutzungspotenzial von 960 PJ/a (Endenergie), was rund 65 % der derzeit zur Wärmeerzeugung eingesetzten Brennstoffmenge entspricht. Im Wärmebereich sind allerdings auch die Einsparpotenziale besonders hoch, so dass die langfristigen Deckungsanteile der REG höher sind. Etwa zwei Drittel des Potenzials stehen jedoch derzeit aus strukturellen und technischen Gründen noch nicht zur Verfügung (Solare Nahwärme mit hohem Solaranteil, Erdwärme aus tiefen Schichten, Biomasse aus Energieplantagen). Das preisgünstige Potenzial unter 7,5 ct/kWh<sub>th</sub> in Höhe von derzeit knapp **100 PJ/a** besteht ausschließlich aus Biomassereststoffen. Kostendegressionen erhöhen dieses Potenzial bis zum Zeitpunkt 2010 auf rund 235 PJ/a. Ist im Jahr 2020 das technische Potenzial vollständig erschließbar, so kann knapp die Hälfte davon (**395 PJ/a**) in diese Kostenkategorie eingestuft werden.

Die Vorgehensweise bei der Ermittlung aussagekräftiger Potenziale zeigt **Abb.4** am Beispiel des Windenergiepotenzials in Baden-Württemberg /21/. Auf der Basis einer hochaufgelösten GIS-Analyse (Raster 250 x 250 m) wurden neben den gesetzlich vorgeschriebenen Ausschlusskriterien weitere sensible bzw. umstrittene Bereiche, wie Landschaftsschutzgebiete, Wald und Ackerflächen berücksichtigt. Die Darstellung erlaubt die rationale Abwägung zwischen den Möglichkeiten einer verstärkten Klimagasreduktion durch Windenergie und der Beeinträchtigung der betroffenen Gebiete durch die Aufstellung der Windanlagen. Der in diesem Bundesland besonders hartnäckig geführte Diskussion zur Beeinträchtigung des Landschaftsbildes wurde durch die Aufnahme von Gebieten mit hoher und mittlerer visueller Sensitivität zusätzlich Rechnung getragen. Während das rein technische Potenzial (unter Berücksichtigung aller gesetzlichen Vorschriften) mit rund 30 TWh/a beträchtlich ist (Gebiete mit Windgeschwindigkeiten > 4 m/s in 10m Höhe), beträgt der aus Sicht der Ökologie und der gesellschaftlichen Akzeptanz unproblematische untere Potenzialwert mit rund 2 TWh/a (= 3% des Stromverbrauchs) nur 7% des rein technischen Potenzials. Einer politisch-gesellschaftlichen Bewertung bleibt es überlassen, wie weit dieser Wert zukünftig überschritten werden sollte. Aber selbst der untere Potenzialwert ist derzeit erst zu 12% ausgeschöpft.

### **3. Der Ausbau regenerativer Energien in längerfristiger Perspektive**

Um die Wirkungen eines Ausbaus von REG auf das Energiesystem 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. Als „Einstieg“ für den Zeitraum bis 2010 dient dazu eine Zubauentwicklung, die sich am Verdopplungsziel der Bundesregierung (und der EU) orientiert. Diese 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 /11/. Für den Zeitraum nach 2010 wird angenommen, dass sich die angestoßene Ausbaudynamik im Rahmen der liberalisierten Märkte mit entsprechend angepassten Instrumenten weiter aufrechterhalten lässt. Auf der Basis dieser günstigen Rahmenbedingung wird der REG-Ausbau im Rahmen eines Szenarios „NACHHALTIGKEIT“

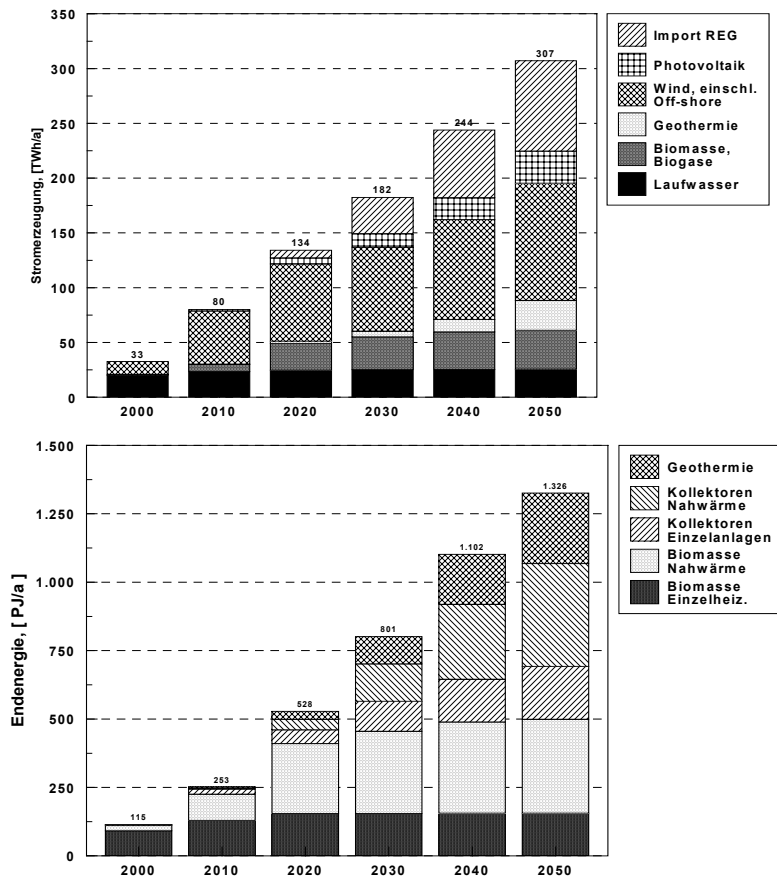


**Abb. 4: Potenzialstufen der Windenergienutzung in Baden-Württemberg auf der Basis einer GIS-Analyse und resultierendes „ökologisches“ Potenzial /21/**

dargestellt, welches die Umgestaltung der Energieversorgung bis zum Jahr 2050 beschreibt. /12/. Der Zeithorizont 2050 ist erforderlich um dem langfristigen Charakter des Aufbauprozess von REG gerecht werden und um den Übergang von energiepolitisch gestützten Märkten, z.B. mittels Erneuerbarem Energie Gesetz (EEG) über einem allgemeinen Handel mit Emissionszertifikaten zu eigenständigen Märkten darstellen zu können /13/.

Die Beiträge der einzelnen Technologien im Orientierungsszenario zeigen bis zum Jahr 2020 im Strombereich (**Abb. 5, oben**) die Dominanz der Windenergie, die um 2004 die Wasserkraft überholt. Alle anderen Technologien etablieren sich ab ca. 2010 ebenfalls in beträchtlichem Umfang am Markt mit bis zum zehnfachen Marktvolumen gegenüber heute. So erweitert vor allem Biomasse und Biogas ihren Beitrag bis 2020 deutlich und übertreffen dann ebenfalls die Wasserkraft. Der Import von Strom aus REG ist ab 2020 ebenfalls Bestandteil dieses Szenarios. Der Anteil von REG erreicht, bezogen auf die jeweilige Bruttostromerzeugung im Jahr 2010 rund 15 % und im Jahr 2020 bereits 27 % (2000: 6 %).

Im Wärmebereich (**Abb. 5, unten**) sind sowohl Ausgangssituation und Mobilisierungsbedingungen schwieriger. Ein dem EEG vergleichbares Förderinstrument gibt es hier nicht, der jetzige Beitrag ist mit rund 2 % am Brennstoffbedarf noch gering. Große Anteile von REG im Wärmebereich erfordern u.a. den Einsatz größerer Anlagen mit Nahwärmenetzen für die heute noch keine adäquaten Förderinstrumente existieren. Die Wahrscheinlichkeit, die Ausbauziele 2010 und 2020 zu erreichen, ist hier deutlich unsicherer als bei der Stromversorgung. Bis 2020 dominiert die Nutzung der Biomasse, wobei wachsende Anteile von KWK - Anlagen zum Einsatz kommen. Im Jahr 2020 decken REG rund 10% des Nutzwärmebedarfs



**Abb. 5: Ausbau von REG in der Stromerzeugung (oben) und der Wärmeerzeugung (unten) bis 2050 im Rahmen des Szenarios NACHHALTIGKEIT nach /12/.**

Die eigentliche Dynamik eines REG - Ausbaus wird erst nach 2020 deutlich, da dann infolge einer deutlichen Verringerung der Kostenschiere von einer weitgehenden Wirtschaftlichkeit der meisten REG - Technologien ausgegangen werden kann. Die Analyse bis 2050 führt – getrennt nach Strom- und Wärmebereitstellung – zu folgenden Ergebnissen :

Im Strombereich sind um 2020 die Potenzialgrenzen bei Wasserkraft mit 25 TWh/a zu 100 % ausgeschöpft, die der Biomasse um 2030. Wind wächst weiterhin, wobei der Ersatzbedarf für heutige Anlagen an Bedeutung gewinnt. Die übrigen Technologien, also Photovoltaik, Strom aus Erdwärme und Stromimport, beginnen mit ihrem energiewirtschaftlich relevanten Wachstum erst nach 2020. Um 2035 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. Die in REG - Anlagen insgesamt installierte Leistung beträgt zu diesem Zeitpunkt 100 GW (Wasser 5; Wind 43; Biomasse 7, Photovoltaik 26; Geothermie 4, Importleistung 15 GW). Die inländischen Potenziale der REG (außer Wasserkraft und Biomasse) sind dann erst zu etwa 30 bis 35 % ausgeschöpft sind; Importpotenziale stehen ebenfalls noch in sehr großem Umfang zur Verfügung /14/. Potenziell sind also auch nach 2050 noch große Spielräume für eine weitergehende Deckung des Strombedarfs durch REG vorhanden.

Im Wärmemarkt stützt sich der Zuwachs nach 2020 weitgehend auf Nahwärmanlagen, wobei sowohl bei Kollektor- wie auch Erdwärmanlagen lang anhaltende mittlere Zuwachsraten

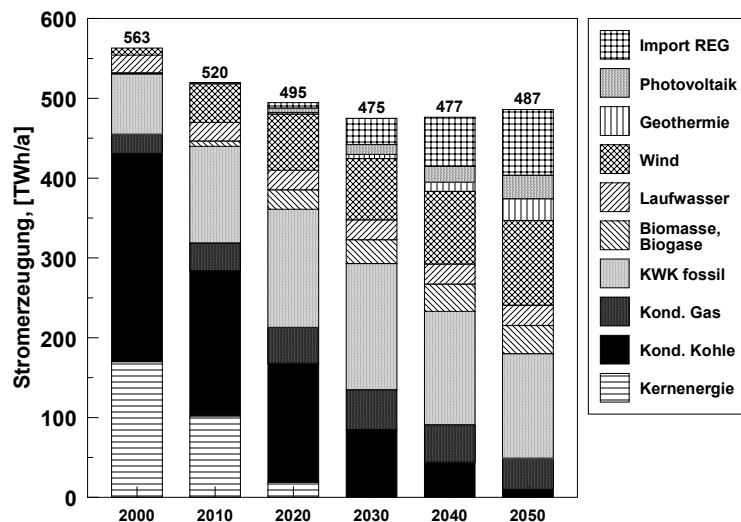
um 10 %/a bei jährlichen Umsätzen um 20 Mio. m<sup>2</sup>/a bzw. 1.000 MW<sub>th</sub>/a (Erdwärme) vorausgesetzt werden. Bis 2030 sind, in Verbindung mit der Stromerzeugung in KWK - Anlagen die Potenziale der Biomasse nahezu vollständig ausgeschöpft. Solarkollektoren und Erdwärme verfügen zwar noch über weitere Nutzungspotenziale, jedoch sind bedarfsseitig (Höhe des Niedertemperaturbedarfs) um 2050 die Nutzungsmöglichkeiten weitgehend ausgeschöpft

## 5 . Einordnung des REG - Ausbaus in die gesamte Energieversorgung

Mit der Ausweitung des Beitrags von REG in der Energieversorgung sind erhebliche Umstrukturierungen der heutigen Erzeugungs- und Nutzungsstrukturen für Energie verbunden. Im Szenario NACHHALTIGKEIT tritt neben die (Teil-) Strategie des REG - Ausbaus eine gleichwertige (Teil-) Strategie zur deutlich rationelleren Energienutzung. Der obige REG - Ausbau wurde dementsprechend mit einer Strategie der intensivierten Effizienzsteigerung (REN - Strategie) bei der Energiewandlung (Kraft-Wärme-Kopplung - KWK) und der Energienutzung (insbesondere Stromnutzung, Raumheizung; Verkehr) verknüpft. Es ist daher genau zu prüfen, wie diese Teilstrategien in kompatibler Form zusammenwirken können. Für die unterstellte Gesamtentwicklung der Energieversorgung wurden dazu die maßgebenden Eckwerte mit /15 und 16/ abgeglichen. Danach sinkt die Bevölkerung Deutschlands bis 2050 auf 68 Mio. Menschen, das Bruttoinlandsprodukt steigt auf das Zweifache.

Die angenommenen REN - Strategie ist durch eine Verringerung der Primärenergieintensität bis 2020 um durchschnittlich - 3,4 %/a gekennzeichnet (dem Doppelten des langjährigen Vergangenheitswertes) und zwischen 2020 und 2050 um durchschnittlich - 2,5 %/a. Im Jahr 2050 beträgt demnach die Primärenergieintensität noch 24 % des Wertes von 2000. Der entsprechende Wert für die Endenergie liegt bei 30 %, der für Elektrizität bei 40 %. In Verbindung mit dem angenommenen Wachstum des Bruttoinlandsprodukt um 43 % bis 2020 und um 97 % bis 2050 resultiert daraus zu diesem Zeitpunkt ein Endenergieverbrauch von 5.150 PJ/a und ein Stromverbrauch von 1.350 PJ/a. Der gesamte Endenergieverbrauch geht also bis 2050 auf 56% des heutigen Wertes zurück. REG tragen dann mit 45 % zur gesamten Endenergiebereitstellung bei; die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der energetischen Nutzung sinken bis 2010 auf 70 % des Bezugswerts 1990, auf 44 % im Jahr 2030 und mit schließlich mit 202 Mio. t/a auf 20 % im Jahr 2050.

Der Zeitraum von 50 Jahren erlaubt, unter Beachtung der Altersstruktur der Anlagen /19/, eine weitgehende Umgestaltung der Energieversorgung, wenn der Umbau zielgerichtet und stetig erfolgt. Im Stromsektor ergeben sich daraus die in **Abb. 6** dargestellten Strukturveränderungen. Der Rückgang der Kernenergie verläuft entsprechend des „Energiekonsenses“ mit einer Regellaufzeit von 32 Kalenderjahren. Im nahezu konstant bleibenden Strommarkt verlagert sich die Investitionstätigkeit zu Gas-GuD - Kondensationskraftwerken, KWK - Anlagen (überwiegend dezentralen Anlagen einschließlich Brennstoffzellen) und REG - Anlagen. Bis 2020 sinkt dementsprechend der Steinkohle- und Braunkohleeinsatz zur Stromerzeugung bei einer Verlagerung hin zum KWK-Bereich um rund 50%. Der Gaseinsatz steigt dagegen auf das Dreifache, wovon größte Teil in KWK-Anlagen eingesetzt wird. REG-Anlagen haben zu diesem Zeitpunkt einen Anteil von 27 % an der Stromerzeugung. Nach 2020 beschleunigt sich der Strukturwandel hin zu REG. Im Jahr 2050 besteht die fossile Stromversorgung im wesentlichen aus Gas-GuD - Kraftwerken, die sich dem Stromangebot der REG anpassen und aus KWK - Anlagen auf Gas- und Steinkohlebasis, /17/.

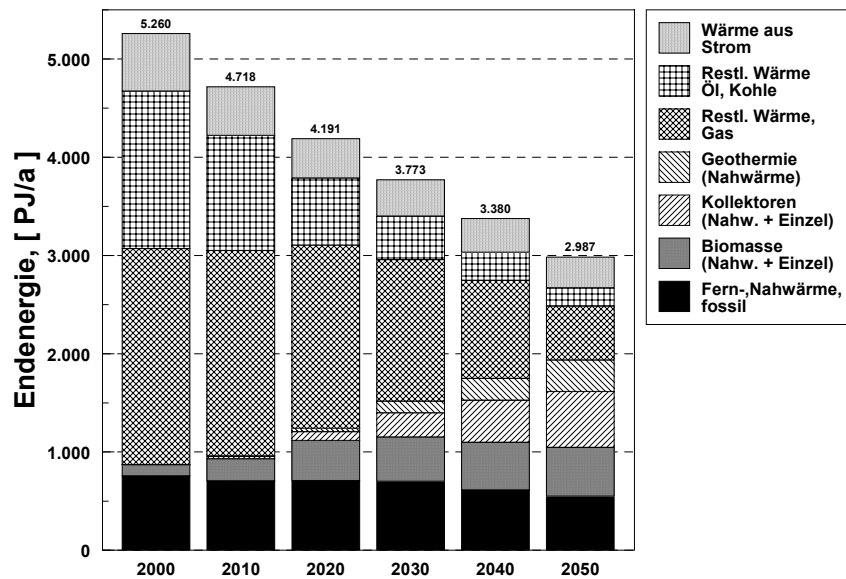


**Abb. 6: Bruttostromerzeugung nach Kraftwerksarten im Szenario NACHHALTIGKEIT bis 2050, getrennt nach Kondensationskraftwerken, KWK-Anlagen (fossil- und biomassegefeuert) und restlichen REG-Anlagen nach /12/.**

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromversorgung sinken von 299 Mio. t/a im Jahr 2000 bereits bis 2020 mit 176 Mio. t/a deutlich. Der Abbau der Kernenergie führt nicht zu Mehremissionen, die angestrebten Reduktionsziele können durch effizienteren Stromeinsatz und den kräftigen Zubau von KWK- und REG-Anlagen erreicht werden. Nach 2020 sinken die Emissionen weiter und belaufen sich im Jahr 2050 noch auf 60 Mio. t/a, also auf nur noch 20% des heutigen Wertes. Die CO<sub>2</sub>-Intensität der gesamten Stromerzeugung liegt dann bei 0,120 kg/kWh<sub>el</sub>. REG-Strom in Höhe von 57 TWh/a wird in 2050 zur Wasserstoffherstellung eingesetzt und deckt damit 15% des Kraftstoffbedarfs. Die Elektrolysen dienen gleichzeitig als Puffer für nicht nutzbares REG-Stromangebot. Der in Abb. 5 gezeigte Strukturwandel der Stromversorgung ist mit der Altersstruktur der bestehenden Kraftwerke kompatibel.

Im Wärmebereich (**Abb. 7**) wird der Einfluss einer forcierten REN - Strategie noch deutlicher. Der Endenergieeinsatz für Wärme sinkt bis 2050 auf 58 % des heutigen Wertes, wovon die Verringerung des Raumwärmebedarfs um nahezu 50 % den größten Anteil hat. Gleichzeitig verändert sich, ähnlich wie bei der Stromversorgung, auch hier die Versorgungsstruktur in diesem Zeitraum sehr weitgehend. Derzeit stammen 88 % der gesamten Wärme aus Einzelanlagen und nur 12 % aus Fern- und Nahwärmeversorgungen. Im Jahr 2050 ist die direkte Versorgung mit Gas, Heizöl und Strom auf 36 % geschrumpft, aus Fern- und Nahwärmeversorgungen (fossil, Biomasse, Kollektoranlagen, Erdwärme) kommen 48 %, der Rest wird durch kleine Kollektoranlagen und Biomasse-Einzelheizungen gedeckt. Die Umsetzung dieser Veränderungen erfordert eine beschleunigte Altbausanierung bei gleichzeitigem Vordringen von Nahwärmenetzen und -inseln in Altbaubestände. Der weitere Ausbau der KWK verstärkt die Wechselwirkungen zwischen Strom- und Wärmeversorgung. Er kann die für eine breitere Nutzung von REG notwendigen Strukturen vorbereiten, da der KWK-Ausbau bis 2020 im wesentlichen abgeschlossen sein wird. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Wärmebereitstellung sinken bereits bis 2020 deutlich von derzeit rund 330 Mio. t/a auf 215 Mio. t/a und kompensieren zusammen mit der Stromerzeugung den geringeren Rückgang im Verkehrs-

bereich. Bis 2050 ist die Wärmeerzeugung mit CO<sub>2</sub>-Emissionen von 80 Mio. t/a nur noch in sehr geringem Ausmaß an den Treibhausgasemissionen beteiligt.



**Abb. 7: Strukturveränderungen im Wärmemarkt im Szenario NACHHALTIGKEIT bis 2050 nach Einzelsystemen und Fern- und Nahwärmeversorgungen.**

Ein weiteres Vordringen der REG in der Energieversorgung erfordert neben der Erschließung des Strom- und Wärmemarkts ein analoges, wenn auch zeitversetztes Vorgehen im Verkehrsbereich. Für eine zeitliche Versetzung des Eindringens von REG in den Verkehrsbereich um ca. 10 – 20 Jahren gegenüber dem Strom- und Wärmebereich sprechen im wesentlichen drei Gründe:

- ◆ Das CO<sub>2</sub>-Reduktionspotenzial einer Einheit REG ist auf absehbare Zeit im Strombereich deutlich höher als bei der Substitution von Benzin oder Diesel;
- ◆ Die Kostenunterschiede in der Herstellung von Kraftstoffen auf der Basis von REG im Vergleich zu herkömmlichen, fossilen Kraftstoffen (ohne deren Abgaben) sind derzeit noch deutlich höher als die vergleichbaren Kosten im Strom- und Wärmebereich;
- ◆ In noch stärkerem Maße als im Strom- und Wärmebereich gilt es, vor einem deutlichen Ausbau der REG Mobilität deutlich effizienter zu gestalten und auch die derzeitige Struktur der Verkehrsträger zu verändern.

Eine derartig neu „optimierte“ Mobilität mit einem Kraftstoffbedarf um 40% des heutigen Verbrauchs kann dann auf sinnvolle Weise auch mit Kraftstoffen auf REG-Basis erschlossen werden. Dafür stehen, allerdings in relativ begrenztem Umfang, Energieträger auf Biomassebasis insbesondere aber aus REG-Strom erzeugter Wasserstoff zur Verfügung. Auch im Wärmemarkt (Prozesswärme) und im Strommarkt (Ausgleich einer fluktuierenden REG-Stromerzeugung) wird bei sehr hohen REG-Anteilen – also längerfristig - ein speicherbarer und universell einsetzbarer Energieträger nötig. Im Szenario NACHHALTIGKEIT deckt

Wasserstoff mit einem Anteil von 3% am gesamten Endenergieverbrauch im Jahr 2050 ca. 15% des verbleibenden Kraftstoffbedarfs. In /12/ wurde gezeigt, dass längerfristig ein Wasserstoffanteil um 30% am Endenergieverbrauch ein optimaler Anteil sein dürfte.

## 6. Ökonomische Wirkungen des Szenarios NACHHALTIGKEIT

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 Kostendegressionen 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 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 (Tab. 1).

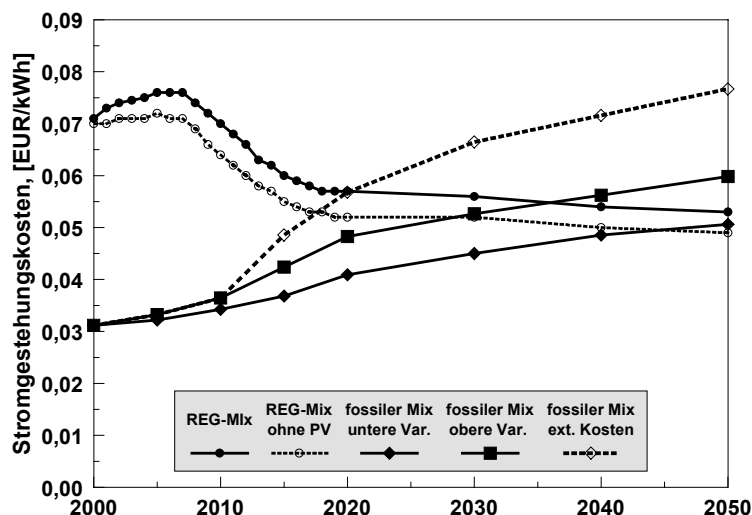
**Tabelle 1: Jährliche Investitionen in REG-Technologien (Mio. EUR/a) im Szenario NACHHALTIGKEIT bis zum Jahr 2050**

	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Stromversorgung *)	2390	3710	5945	7030	7910	8676
Wärmeversorgung **)	936	2512	4819	6782	8484	10166
<b>Gesamt</b>	<b>3326</b>	<b>6222</b>	<b>10764</b>	<b>13812</b>	<b>16394</b>	<b>18842</b>
Anteil REG an PEV ***) (%)	1,7	4,9	11,0	18,2	27,2	37,2

\*) ab 2020 einschl. Investitionen für Solarstromimport; \*\*)einschließlich Nahwärmenetze; Biomasse ohne Kachelöfen und Holzeinzelöfen; \*\*\*) berechnet nach Wirkungsgradmethode

Allein bis 2010 ergeben sich kumulierte Investitionen von 53 Mrd. EUR. Im gesamten Zeitraum bis 2050 belaufen sie sich auf rund 600 Mrd. EUR. Insbesondere zeigt sich, dass die derzeit noch niedrigen Investitionen im Wärmemarkt schneller als diejenigen im Strommarkt wachsen und diese um 2030 nahezu erreichen. In diesen Investitionen sind auch die erforderlichen Wärmenetze für die Nahwärmeversorgungen sowie die erforderlichen Ersatzinvestitionen enthalten, die ab etwa 2020 relevante Werte annehmen (Nutzungsdauern der REG-Anlagen zwischen 15 (Wind) bis 30 Jahren (Wasserkraft, Wärmenetze)).

Im Mittel liegen die Stromgestehungskosten neuer REG-Anlagen liegen derzeit bei 7 ct/kWh bei einer Bandbreite (ohne Photovoltaik) zwischen 5,5 und 9,0 ct/kWh. Die deutlich wachsenden Märkte führen zu stetigen Kostendegressionen der REG-Technologien (Abb.8). Die bis etwa 2005 noch leicht steigenden mittleren Kosten resultieren vom Markteinstieg neuer Technologien in den nächsten Jahren, wie Offshore-Windkraft, Stromerzeugung aus Geothermie und der Vergasungstechnik bei der Biomassennutzung. Bis 2010 dominiert zunächst die Kostenentwicklung der Windenergie die mittleren Stromgestehungskosten des Gesamtausbaus, da sie über 70 % zum Zubau in diesem Zeitraum beiträgt. Bis 2020 sinken die durchschnittlichen Kosten des gesamten REG-Mixes auf ca. 5,5 ct/kWh.



**Abb.8: Zukünftiger Verlauf der Stromkosten des REG-Mixes (Neuanlagen ab 2000 mit und ohne Photovoltaik) in einer optimierten Variante des Szenarios NACHHALTIGKEIT bis 2050 im Vergleich zu den Kosten neuer fossil gefeuerter Kraftwerke (50% Mix von Steinkohle und Erdgas) bei verschiedenen Preisszenarien für Steinkohle und Erdgas**

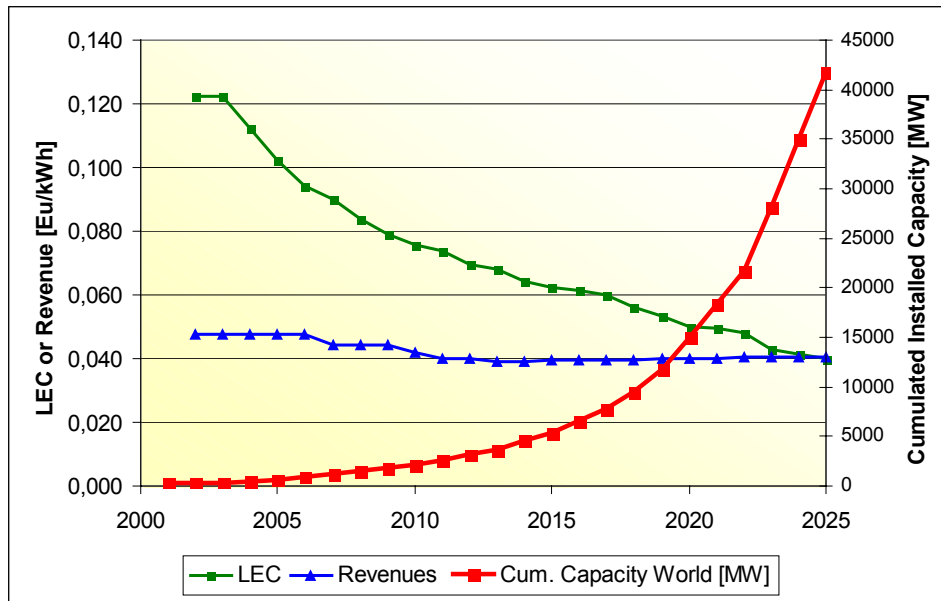
Verlängert man bei stetigem weiteren REG-Wachstum den Betrachtungszeitraum bis 2050, so sinkt das Kostenniveau mit geringerem Gradienten weiter bis auf rund 5 ct/kWh. Da die Stromkosten der Photovoltaik unter mitteleuropäischen Einstrahlungsbedingungen auch im Jahr 2050 noch bei rund 10 ct/kWh (2000: 60 – 85 ct/kWh) liegen, sind die Stromkosten des REG-Mixes ohne diese Technik während des ganzen Zeitraum um rund 0,5 ct/kWh niedriger (gestrichelte REG-Kurve in Abb. 8). Würde man daher den Import von Strom aus REG längerfristig ausschließen, so würde sich längerfristig die Strombereitstellung wieder verteuern, da dann verstärkt auf die inländische Photovoltaik zurückgegriffen werden müsste. Eine langfristig angelegte Ausbaustrategie wird also 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 Szenarios NACHHALTIGKEIT 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 /12, 14, 17/. In Abb. 8 ist eine derart optimierte Variante des Kostenverlaufs von REG dargestellt. Der Beitrag der Photovoltaik beläuft sich im Jahr 2050 auf 26 GW, ihr Anteil an der Stromerzeugung auf 6%; importierter REG-Strom (aus solarthermischen Kraftwerken, Offshore Wind von europäischen Küsten, Wasserkraft, ggf. auch Geothermie) trägt dagegen mit einer Leistung von 15 GW rund 17% zur Bruttostromerzeugung bei.

Trotz deutlicher heutiger Kostenunterschiede kann sich die Lücke zwischen regenerativen und konventionellen Energietechnologien in absehbarer Zeit schließen, wie der Vergleich mit dem Mix aus neuen Steinkohle- und Erdgaskraftwerken in Abb. 8 zeigt. Diese können derzeit in der Grundlast (7000 h/a) Strom zwischen 3,2 und 2,6 ct/kWh bereitstellen. Für Steinkohle erhöhen sich diese Kosten selbst bis 2050 nur relativ gering auf rund 4 ct/kWh; für Gaskraftwerke sind dagegen für denselben Zeitpunkt bereits Stromkosten zwischen 5,0 und 6,5

ct/kWh zu erwarten. Berücksichtigt man zusätzlich die externen Kosten (Variante: externe Kosten in Abb.8) dieser Art der Stromerzeugung (Steinkohle 2,25 ct/kWh; Gas-GuD 1,0 ct/kWh /18/), so gelangt das Stromkostenniveau beider Kraftwerksarten in einen Bereich zwischen 6,5 ct/kWh und 7,5 ct/kWh im Jahr 2050. Es ist dann um den **Faktor 2** höher als die Stromkosten heutiger Neukraftwerke und um den **Faktor 4** höher als Strom aus heutigen Altkraftwerken. Ein Schnittpunkt der Kostenkurven mit denen ausentwickelter REG-Technologien ist daher nur eine Frage der Zeit.

Damit wird die mittelfristige Ablösung der fossilen durch regenerative Energien schon aus rein ökonomischen Gründen sinnvoll. Je nach energiepolitischen Vorgaben und gewähltem Preispfad kann der Zeitpunkt jedoch in einem breiten Zeitraum zwischen 2020 und 2040 liegen (bei einigen REG-Technologien bereits früher). REG stellen tatsächlich die einzige vertretbare Option dar, um auch langfristig relativ stabile Energiekosten – allerdings auf höherem Niveau als derzeit - zu erhalten. Eine angemessene Förderung von REG ist somit keinesfalls eine Dauersubvention, sondern stellt sich im Gegenteil als vernünftige Investition in eine auch ökonomisch nachhaltige Energieversorgung heraus. Je effektiver dabei bereits heute auftretende externe Kosten der gegenwärtigen Energieversorgung in betriebswirtschaftlich wirksame Preise umgesetzt werden (z.B. mittels gezielter Energie- oder Emissionssteuern; Umwelt- oder Emissionszertifikate oder weiterentwickelter gezielter REG-Förderinstrumente), desto geringer fallen diese scheinbaren „Subventionen“ aus. Eine Sorge dabei ist jedoch, dass die notwendigen Zusatzaufwendungen für einen solchen Umbau zwischenzeitlich Ausmaße annehmen könnten, die für unsere Volkswirtschaft im internationalen Wettbewerb schädlich wären. Demgegenüber ist allerdings abzuwägen, welche wirtschaftlichen Vorteile Staaten oder Regionen entstehen, die als erste erfolgreich in der Lage sind, die global wachsenden Märkte für regenerative und Effizienz-Technologien zu besetzen („first mover advantage“). Schließlich handelt es sich, wenn man sich an Szenarien der zukünftigen globalen Energieversorgung orientiert, um Märkte in der Größenordnung von 250 Mrd. EUR/a im Jahr 2030 und von 400 – 500 Mrd. EUR/a um 2050 /7/.

Die Verknüpfung des Szenarios für Deutschland mit dem globalen Umfeld zeigt **Abb.9** beispielhaft für solarthermische Kraftwerke. Deren zukünftiger Ausbau orientiert sich in den nächsten Jahren an den derzeitigen bekannten Projektentwicklungen innerhalb und außerhalb Europas /22/. Die derzeitigen Annahmen gehen davon aus, dass im Zuge des Ausbaus beginnend im Jahr 2004 die weltweit erreichbaren Kapazitäten bis 2010 knapp 2 GW, bis 2015 knapp 5 GW und bis 2020 etwa 15 GW betragen werden. Um diesen Zeitraum kann auch ein Transport des Solarstroms nach Mitteleuropa beginnen. Nach weiteren 5 Jahre könnte die installierte Kapazität weltweit bereits 40 GW erreichen. Die Stromgestehungskosten (LEC), welche derzeit unter den gegebenen Annahmen bei 12,2 ct/kWh liegen, fallen bei der ersten neuen Anlage auf 11,2 ct/kWh im Jahr 2004 und dann stetig weiter auf 4,0 ct/kWh im Jahr 2025, /23/. Dies entspricht einem mittleren Lernfaktor von 0,85. Er liegen in der Größenordnung empirisch nachweisbarer Lerneffekte für die meisten Produkte im Bereich der Energie- und Anlagentechnik. Für die konservativ abgeschätzten erzielbaren Erlöse (REV) wurde von relativ geringen Brennstoffkosten (0,86 ct/kWh) und niedrigen Steigerungsraten um 0,5%<sup>a</sup> ausgegangen.

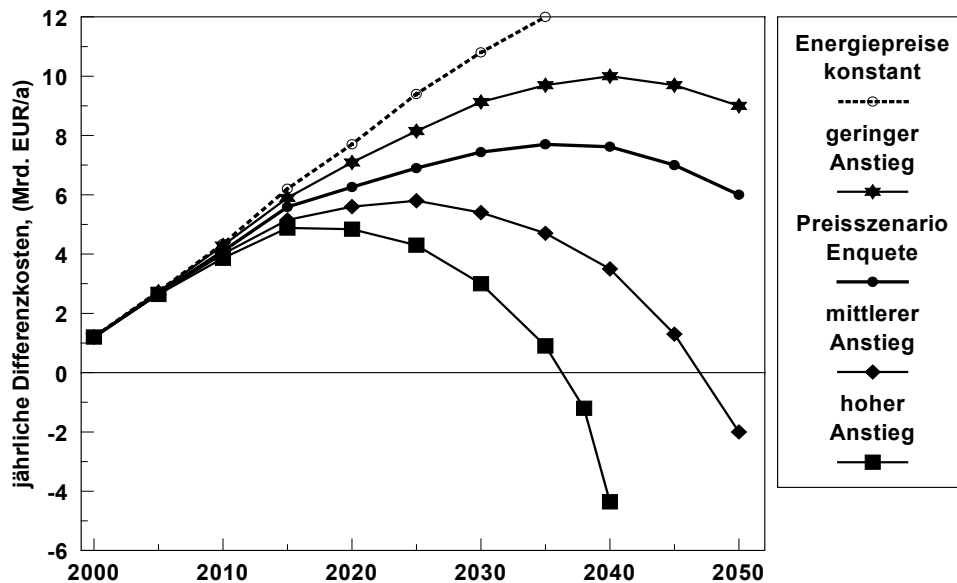


**Abb. 9: Zeitliche Entwicklung der weltweit installierten Leistung und der Stromgestehungskosten (Levelised Electricity Cost LEC; Diskontrate 8%) solarthermischer Kraftwerke in einem Referenzszenario bis 2025 im Vergleich zu den erzielbaren Stromerlöse (Revenues) für diesen Zeitraum /23/**

Die für die Markteinführung von REG aufzuwendenden zusätzlichen Kosten gegenüber den anlegbaren Preisen der jeweiligen konventionellen Energieversorgung betragen im Jahr 2000 knapp 1,3 Mrd. EUR/a (davon allein 0,7 Mrd. EUR/a durch das EEG). Sie steigen zunächst – auch unter Berücksichtigung der noch erzielbaren Kostendegressionen – infolge des beschleunigten Zubaus von REG und der bis 2020 erwarteten relativ geringen Preisanstiege konventioneller Energien weiter an (**Abb. 10**). Je nach weiterem Verlauf der anlegbaren Preise erreichen sie zwischen 2020 und 2035 ein Maximum, um dann wieder zu sinken. Nach Durchschreiten der Nulllinie ist das Szenario NACHHALTIGKEIT auch ökonomisch vorteilhafter als eine Entwicklung, die weiterhin auf fossile Energien aufbauen würde. Je nach Preisannahmen kann dies – wie auch schon durch Abbildung 7 gezeigt – zwischen 2035 und 2050 der Fall sein. Im Fall bis 2050 nur geringfügig steigender oder gar real konstanter fossiler Energiepreise – was angesichts der bis dahin mit Sicherheit auftretenden Verknappungstendenzen bei Öl und Erdgas eine äußerst unwahrscheinliche Annahme ist – nähmen dagegen die Differenzkosten beträchtliche Ausmaße an und verblieben bis weit in die zweite Hälfte des 21. Jahrhunderts im positiven Bereich. Ein REG-Ausbau entsprechend der Intensität des Szenarios NACHHALTIGKEIT wäre dann nicht durchhaltbar. Bei höheren Preisanstiegen können sich im Gegensatz dazu die aufgelaufenen Vorleistungen rasch amortisieren; es zeigt sich dann der doppelte Gewinn des Umbaus der Energieversorgung: **ökologisch nachhaltig und ökonomisch vorteilhaft.**

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. Andererseits zeigt sich auch, dass Kostendegressionen 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 damit eher niedrigen Energiepreisen ausgegangen wird. Ein verstärkter Kohleeinsatz würde aber zu unkalkulierbaren externen Kosten (Verstärkung des Treibhauseffekts) führen, die gerade bei einer derartigen Strategie berücksichtigt werden müssten. Die deshalb ebenfalls diskutierte Rückhaltung und Endlagerung von CO<sub>2</sub> /20/ stellt keine sinnvolle Alternative dar. Sie führt nämlich zu einem den fortgeschrittenen REG-Technologien vergleichbarem Kostenniveau der Endenergie ohne letztlich nachhaltig zu sein.



**Abb. 10: Jährliche absolute Differenzkosten des REG - Zubaus zu den jeweils anlegbaren Energiepreisen im Szenario NACHHALTIGKEIT für verschiedene Energiepreisanstiege (bis 2020 in allen Varianten sehr gering; bis 2050: gering = 1,4-facher, mittel = 2,1-facher, hoch = 2,8-facher realer Preisanstieg der anlegbaren Endenergiepreise gegenüber heute; als Vergleich das Preisszenario der Enquete-Kommission)**

## 7. Zusammenfassung und Fazit

Der lange Betrachtungszeitraum des Szenarios NACHHALTIGKEIT erlaubt es, den gesamten Prozess einer REG-Einführung – der aus energiewirtschaftlicher Sicht gerade erst beginnt - mit hinreichender Genauigkeit beschreiben zu können. Es können dabei mehrere Phasen unterschieden werden:

- Bis 2010: Energiepolitisch gestützter „**Einstieg**“ durch Zielvorgaben und wirksame Instrumentenbündel.
- 2010 – 2020: „**Stabilisierung**“ des Wachstums bei allmählichem Rückzug der REG-spezifischen energiepolitischen Instrumente.

- 2020 – 2030: Vollwertige „**Etablierung**“ aller neuen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Quellen mit unterschiedlicher Ausprägung in den einzelnen Verbrauchssektoren und Aufbau von Importstrukturen für Strom aus REG.
- 2030 – 2050: Beginnende „**Dominanz**“ der erneuerbaren Energien in allen Bereichen der Energieversorgung und erste Anwendungen für Wasserstoff aus REG.
- Nach 2050: Fortschreitende „**Ablösung**“ der fossilen Energieträger und Etablierung einer vollständig auf regenerativen Energien beruhenden Energiewirtschaft u. a. durch den sukzessiven Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft.

Die Entlastungseffekte der neuen Technologien treten aufgrund der heute zum Teil noch vergleichsweise hohen betriebswirtschaftlichen Kosten und des noch geringen Ausbauzustands allerdings anfänglich nur langsam in Erscheinung und erfordern ausreichend hohe und länger andauernde Vorleistungen. Gerade deswegen ist die Kopplung mit einer anspruchsvollen Strategie der zu weiten Teilen bereits heute rentablen rationelleren Energienutzung unerlässlich /12/. Im Gegensatz zu früher kommt es dabei nicht mehr allein darauf an, einzelne Technologien weiter zu entwickeln. Notwendig ist vielmehr ein vernetztes Denken und die Integration von Einzeltechnologien in intelligente Systemlösungen. Die Energiepolitik muss sich diesen Aufgaben stellen, wenn sie ihre Zielvorgaben erreichen will. Dies ist nicht nur vor dem Hintergrund der nationalen Entwicklungsperspektiven notwendig, sondern auch Teil der globalen Verantwortung. Wenn die für eine global nachhaltige Energieversorgung erforderlichen REG-Technologien nicht in den Industrieländern entwickelt und ihre Markteinführung vorangetrieben werden, sind die weltweiten Probleme der Energieversorgung nicht zu lösen.

## Literatur

- /1/ BM für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: „Umweltbericht 2002 – Bericht über die Umweltpolitik der 14. Legislaturperiode.“ Berlin, März 2002.
- /2/ „Energie im 21. Jahrhundert.“ Studie der Shell-AG Hamburg, aktuelle Wirtschaftsanalysen 5, Heft 25 (1995)
- /3/ „Global Energy Perspectives to 2050 and Beyond.“ Joint IIASA - World Energy Council Report, Luxemburg, London 1995
- /4/ „Energie für Deutschland - Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext.“ Dt. Nat. Komitee DNK des Weltenergie Rates. Düsseldorf 1998
- /5/ T. B. Johansson, H. Kelly et al.: Renewable Energy Sources for Fuels and Electricity. Island Press, Washington DC, 1993
- /6/ P. Hennicke, A. Lovins. Voller Energie – Die globale Faktor Vier-Strategie für Klimaschutz und Atomausstieg. Campus Verlag, 1999
- /7/ J. Nitsch: „Entwicklungsperspektiven regenerativer 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.

- /8/ J. Nitsch, C. Rösch u.a.: Schlüsseltechnologie Erneuerbare Energien. Teilbericht im Rahmen des HGF-Verbundprojekts: „Global zukunftsfähige Entwicklung – Perspektiven für Deutschland“, DLR Stuttgart, FZK Karlsruhe, Juli 2001.
- /9/ B. Hirschl, E. Hoffmann: Markt- und Kostenentwicklung Erneuerbarer Energien in Deutschland. Bericht im Auftrag des BMWi, Berlin/Kassel, Dezember 2001
- /10/ P. Heinrich, B. Jahraus: Markt- und Kostenentwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Gutachten der Firma Fichtner im Auftrag der Bundesinitiative BioEnergie, Stuttgart, April 2002
- /11/ J. Nitsch, M. Fishedick, N. Allnoch, F. Staiß u.a.: Klimaschutz durch Nutzung regenerativer Energien. Studie im Auftrag des BM für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und des Umweltbundesamtes, Berichte des UBA 2/00, Erich Schmidt Verlag Berlin, 2000
- /12/ M. Fishedick, J. Nitsch u.a.: Analyse und Erarbeitung langfristiger Szenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland. Untersuchung im Auftrag des Umweltbundesamtes. Wuppertal-Institut, DLR Stuttgart, Abschluss Frühjahr 2002.
- /13/ C. Timpe, H. Bergmann, J. Nitsch : „Umsetzungsaspekte eines Quotenmodells für Strom aus regenerativen Energien. Untersuchung im Auftrag des Ministeriums für Umwelt und Verkehr in Baden-Württemberg. Entwurf des Endberichts, Freiburg, Heidelberg, Stuttgart, Februar 2001.
- /14/ J. Nitsch, F.Trieb. Potenziale und Perspektiven regenerativer Energieträger. Studie im Auftrag des Büros für Technikfolgenabschätzung am Dt. Bundestag (TAB), Stuttgart, März 2000
- /15/ 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
- /16/ Endbericht der Enquete-Kommission: „Nachhaltige Energieversorgung“. Drucksache 14/9400 des Dt. Bundestages vom 7. Juli 2002, 675 Seiten.
- /17/ F. Trieb, J. Nitsch, L.A. Brischke: „Sichere Stromversorgung mit regenerativen Energien.“ Energiewirtschaftliche Tagesfragen 52 (2002), Heft 9, S. 590-595.
- /18/ W. Krewitt: „Externe Kosten der Stromerzeugung. In: E. Rebhan (Hrsg.) „Energie – Handbuch für Wissenschaftler, Ingenieure und Entscheidungsträger. Springer 2002.
- /19/ 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.
- /20/ H. Geipel, BM für Wirtschaft und Technologie: „Forschungs- und Entwicklungsförderung des BMWi zur Kraftwerkstechnik.“ Vortragsmanuskript, VGI-GET-Tagung, 4. und 5.9. 2002, Bochum.
- /21/ W.Krewitt, J. Nitsch: „Bestimmung ökologischer Windenergiepotenziale für einen ökologisch optimierten Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland.“ Dt. Windenergiekonferenz Wilhelmshaven, 23.-24.10.2002
- /22/ Expanding the Market for Concentrating Solar Power - Moving Opportunities into Projects, International Executive Conference, Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), Berlin Juni 2002
- /23/ F. Trieb: Arbeitsbericht im Rahmen des Projekts SOKRATES im Auftrag des BM für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Stuttgart 2002.
- /24/ W. Krewitt, J. Nitsch: „ Das EEG – eine Investition in die Zukunft zahlt sich bereits heute aus.“ Energiewirtschaftl. Tagesfragen 52 (2002), Heft 7, S. 484-487.